

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа  
Кафедра Технологические машины и оборудования нефтегазового  
комплекса

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Э.А. Петровский

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017

г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

направление 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»  
профиль 15.03.02.01 «Проектирование технических и технологических  
комплексов»

**Автоматизированный контроль функционирования технических  
средств систем управления технологическими процессами НГК**

Руководитель	_____	<u>к.т.н., доцент</u>	<u>В.С. Тынченко</u>
Выпускник	_____		<u>Д.С. Шерemet</u>

Красноярск 2017

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Автоматизированный контроль функционирования технических средств систем управления технологическими процессами НГК» содержит 86 страницы текстового документа, 12 рисунков, 30 использованных источников, 1 лист графического материала.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОНТРОЛЬ, ДАТЧИКИ, МОДЕРНИЗАЦИЯ, КОМПРИМИРОВАНИЕ ГАЗА, КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ПРОГРАММИРУЕМЫЕ ЛОГИЧЕСКИЕ КОНТРОЛЛЕРЫ.

**Цель работы:** Проанализировать автоматизированный контроль функционирования технических средств систем управления технологическими процессами НГК. Предложить методы повышения качества автоматизированного контроля функционирования технических средств, объектом анализа выступает газокompрессорная станция высокого давления центральной перекачивающей станции Ванкорского производственного.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- анализ конструкций змеевиков трубчатых печей и особенностей гидродинамики в двухфазных потоках;
- исследование гидродинамических параметров потока продукта в процессе нагрева и постепенного испарения нагреваемого продукта;
- исследование напряженно-деформированного состояния (НДС) змеевика и его элементов в условиях нагрева и испарения продукта.

В ходе выполнения выпускной работы была проанализирована информация о текущем состоянии автоматизированного контроля на Ванкорском производственном участке. Сформулирована и решена задача модернизации автоматизированного контроля технических средств.

# СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
1 Диагностика оборудования нефтегазового комплекса .....	9
1.1 Диагностика технологического оборудования нефтегазового комплекса	10
1.2 Методы контроля и диагностирования нефтегазовых объектов .....	14
1.2.1 Трибодиагностика.....	14
1.2.2 Диагностика на основе анализа продуктов износа в продуктах сгорания .....	17
1.2.3 Тепловой контроль .....	17
1.2.4 Визуально-оптическая контроль .....	19
1.2.5 Метод акустической эмиссии .....	20
1.2.6 Радиографический контроль.....	21
1.2.7 Вибрационный контроль.....	22
1.2.8 Акустический контроль.....	23
1.2.9 Классификация систем диагностики на основе механических колебаний.....	25
1.3 Методы параметрической диагностики.....	28
Выводы .....	29
2 Практическая часть .....	31
2.1 Описание технологического процесса и технологической схемы производственного объекта .....	31
2.2 Описание компрессорного агрегата.....	46
2.2.1 Компрессор КВВ-6.....	47
2.2.2 Система основной смазки компрессора .....	52
2.2.3 Система лубрикаторной смазки компрессора .....	56

2.3 Патент RU161195U «Программно-аппаратный комплекс управления технологическими процессами на газовом промысле» .....	58
Выводы .....	66
3 Автоматизация технологических процессов .....	68
3.1 Автоматизация техпроцесса .....	69
3.1.1 Структура оперативного управления объектом .....	69
3.1.2 Компрессорный цех №1 .....	71
3.1.3 АВО газа КЦ №1 .....	76
3.1.4 АВО антифриза КЦ №1 .....	77
3.1.5 Система управления и КИПиА.....	78
3.2 Модернизация системы .....	80
Выводы.....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	84
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	85
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	88

## ВВЕДЕНИЕ

Традиционно в экономике Российской Федерации стратегически важную роль играет нефтегазовая отрасль, что в свою очередь в последние двадцать лет вызвало интенсифицированное освоение месторождений и развитие нефтегазоперерабатывающих производств. Очевидно, что такое интенсивное развитие нефтегазового комплекса требует использования эффективных подходов при решении задач, связанных с обеспечением надежности технологического оборудования. В этой связи актуальным становится вопрос об эффективном и надежном определении технического состояния технологического оборудования и классификации состояний по диагностической информации.

Качество и оперативность принимаемого решения о техническом состоянии технологического оборудования в процессе эксплуатации в значительной степени зависит от квалификации специалистов, занятых в производственном процессе обеспечения нефтедобычи - операторов цехов, инженерно-технических работников. Большие объёмы анализируемой информации о режимах эксплуатации технологического оборудования инженерно-техническими работниками повышают вероятность ошибки определения его технического состояния, и, как следствие, принятия некорректного решения о необходимости воздействия на режим эксплуатации. Таким образом, задача разработки и исследования подходов для автоматизированного определения (классификации) технического состояния технологического оборудования является актуальной.

Как существующие, так и вновь разрабатываемые методы диагностирования предназначены для контроля единичных деталей, узлов и их параметров, характеризующих работоспособность объекта в целом и сводятся к анализу временных рядов, являющихся временными развертками параметров эксплуатации. Кроме того, для предприятий нефтегазового комплекса, особенно использующих сложное и дорогое технологическое оборудование,

вопросы технического обслуживания и ремонтов (ТОиР) являются крайне важными. Затраты таких предприятий на ТОиР могут составлять более половины общих расходов на производство продукции.

При наличии на предприятии десятков тысяч единиц оборудования, подлежащего контролю состояния, обслуживанию, периодическим ремонтам и модернизации, эффективно выполнять ТОиР – не просто. Еще сложнее, если это оборудование «разбросано» по множеству территориально удаленных объектов. Облегчить управление ТОиР, повысить его эффективность призваны специализированные компьютерные программы. Автоматизированные системы такого рода уже свыше 20 лет разрабатываются и применяются на западных предприятиях.

Основная задача, стоящая перед этими системами, – это уменьшение затрат на обслуживание оборудования и повышение надежности его работы, что в конечном счете призвано снизить себестоимость производимой продукции и обеспечить стабильность работы предприятия.

Алгоритмическая база таких систем, в основном, представляет собой различные комбинации стандартных процедур статистической обработки данных. Однако, ввиду возрастающего объема информации, который накапливается информационными подсистемами таких автоматизированных систем, используемые аналитические подходы уже не отвечают запросам по качественной переработке информации и формированию сведений для поддержки принятия решений. В связи с этим актуализируется применения в таких системах в качестве аналитического алгоритмического ядра технологий интеллектуального анализа данных и интеллектуальных технологий представления данных, которые доказали свою эффективность при решении широкого круга задач, связанных с обработкой значительных объемов данных. Значительное разнообразие методов интеллектуального анализа данных, к которым относят, например, искусственные нейронные сети, системы на нечеткой логике, деревья решений, требует проведения исследований, направленных на оценку возможности и эффективности применения

соответствующих подходов в задачах диагностики и классификации технического состояния технологического оборудования нефтегазового комплекса.

С учетом сформулированной выше проблематики и актуальности исследований в обозначенных направлениях были сформулированы цель выпускной квалификационной работы и задачи необходимые для ее достижения.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение эффективности процедур диагностики технического состояния технологического оборудования за счет автоматизации контроля функционирования технических средств программно-технического комплекса автоматизированных систем управления производственными и технологическими процессами НГК.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Описать и проанализировать методы технической диагностики и мониторинга технологического оборудования нефтегазового комплекса;
2. Рассмотреть технологический процесс на Ванкорском производственном участке, Центральной перекачивающей станции, газокompрессорной станции высокого давления;
3. Предложить возможные варианты улучшения автоматизированного контроля технических установок;

Произвести выбор средств автоматизированного контроля



## **1 Диагностика оборудования нефтегазового комплекса**

В условиях роста масштабов производства, сложности технических систем и выполняемых ими функций возникает проблема надежности функционирования оборудования. Недостаточно высокая степень надежности оборудования и низкий уровень технического обслуживания приводят к авариям, нарушениям технологического процесса, увеличению затрат на восстановление и ремонт, снижению качества выпускаемой продукции и ряду других негативных последствий.

Анализ показывает, что проблема оценки остаточного ресурса стареющего оборудования является комплексной, включающей технический, технологический, управленческий, экономический и организационный аспекты [1]. Сложность решения данной задачи состоит в том, что для реальных предприятий нефтегазовой отрасли число контролируемых параметров оборудования, влияющих на возникновение и развитие аварийных ситуаций, весьма велико, и организовать оперативный контроль всех необходимых параметров, как правило, невозможно.

На практике зачастую не представляется возможным производить диагностику всего имеющегося парка контролируемого оборудования одновременно. Более того, некоторые методы диагностики требуют вывода оборудования из эксплуатации. В связи с этим актуальной является задача автоматизированного мониторинга текущего технического состояния оборудования в составе сложной технической системы в реальном времени с целью выявления отдельных агрегатов, требующих проведения более детальных обследований и, при необходимости, проведение ремонтно-профилактических работ.

Чтобы минимизировать временные издержки существуют неразрушающие методы контроля, о наиболее применяемых в сфере нефтегазового дела мы поговорим дальше.

## **1.1 Диагностика технологического оборудования нефтегазового комплекса**

Целью оперативной (функциональной) диагностики является получение данных о техническом состоянии обследуемого объекта, его технологических параметрах и нагруженности, условиях взаимодействия с окружающей средой [2]. Оперативная диагностика осуществляется на объекте непрерывно или дискретно в соответствии с предварительно разработанной и согласованной со службами, ответственными за эксплуатацию объекта, программой, с использованием штатного приборно-измерительного комплекса и заключается в регистрации показателей технологического процесса, в том числе служащих параметрами технического состояния объекта (температура, давление, мощность, уровень вибрации, расходы топлива и количество перекачиваемого продукта и т. д.), и их дальнейшей статистической обработке.

Задача экспертного обследования - получение информации о реальном техническом состоянии объекта, наличии в нем повреждений, выяснении причин и механизмов их появления и развития. Экспертное обследование проводится в соответствии с программным обеспечением, разработанным на основе анализа технической документации и данных оперативной диагностики применительно к конкретному объекту. В общем случае программа включает в себя[2,3]:

- визуальный (внутренний и внешний) осмотр;
- измерение геометрических параметров, включая толщинометрию стенок конструкции;
- определение химического состава, замеры твердости, структуры металла, определение механических характеристик; дефектоскопический контроль, виды и объем которого устанавливаются с учетом требований полноты и достаточности выявления дефектов и повреждений данного объекта;

- исследование напряженно-деформированного состояния объекта.

Для выполнения экспертного обследования обязательно рекомендуются методики и измерительная аппаратура, указанная в действующей нормативно-технической документации на диагностирование с учетом требований проектной, монтажной и эксплуатационной документации на данный объект. Использование специальных методик и аппаратуры может быть разрешено только после их согласования со специализированными организациями.

Результаты экспертного обследования оформляют в виде протоколов измерений, карт дефектности и повреждений объекта с таблицами данных и отражают в отчете или техническом заключении.

Целью экспертного анализа повреждений и параметров технического состояния объекта, проводимого на основании полученных данных анализа технической документации, оперативной диагностики и экспертного обследования, является установление текущего состояния объекта, уровня и механизма повреждений, фактической нагруженности, чтобы ответить на вопрос, возможна ли дальнейшая эксплуатация объекта или необходим дальнейший углубленный анализ его технического состояния. Анализ включает в себя [4]:

- оценку фактической нагруженности основных элементов конструкции объекта, выполненную расчетным методом по действующим нормативно-техническим документам с учетом всех режимов нагружения и действующих нагрузок (включая температурные воздействия), фактической геометрии конструкции, фактических толщин ее несущих элементов, имеющихся и выявленных концентраторов напряжений; экспериментальных результатов исследований напряженно-деформированного состояния, полученных при оперативной диагностике и экспертном обследовании;

- установление механизмов образования и роста обнаруженных дефектов и повреждений, возможных отказов вследствие развития дефектов и повреждений;
- оценку параметров технического состояния объекта, их соответствие требованиям нормативно-технической и конструкторской документации, установление определяющих параметров технического состояния;
- установление уточненной, по сравнению с указанной в нормативно-технической документации, системы предельных состояний и их критериев (например, уровень течи, уровень формоизменения и др.);
- заключение о необходимости дальнейшего исследования напряженно-деформированного состояния конструкции и свойств материалов (например, свойств сварного шва и т. п.);
- заключение о возможности дальнейшей эксплуатации объекта с установлением назначенного ресурса.

Результаты анализа оформляют в виде технического заключения.

Целью уточненных расчетов и экспериментальных исследований напряженно-деформированного состояния и характеристик материалов, уточнения предельных состояний и их критериев является получение дополнительной информации об уровне номинальных и местных напряжений и деформаций с учетом фактических свойств материалов, необходимой для установления механизмов повреждения и расчета остаточного ресурса.

Уточненные расчеты проводятся с учетом действительных режимов эксплуатации конструкции, фактических свойств материалов на момент диагностирования и могут производиться методами, не указанными в нормативной документации. Применение таких методов должно подтверждаться результатами экспериментальных исследований. Могут также использоваться методы моделирования и ускоренных испытаний.

Определение уточненных характеристик материалов должно проводиться на образцах, вырезанных из элементов конструкции или образцах свидетелей.

Перечень характеристик материалов должен быть расширен и включать в себя в зависимости от условий эксплуатации характеристики малоцикловой и многоцикловой усталости, трещиностойкости, длительной прочности, сопротивления коррозии, коррозионному растрескиванию, изнашиванию и др.

Испытания образцов и определение характеристик материалов проводятся по стандартным методикам или методам, согласованным с органами Госгортехнадзора.

По результатам уточненных расчетов и исследования напряженно-деформированного состояния уточняют механизмы повреждений, определяющие параметры технического состояния и критерии предельных состояний.

Структурная схема общего подхода к техническому диагностированию и определению остаточного ресурса опасных объектов показана на рисунке 1 [3].

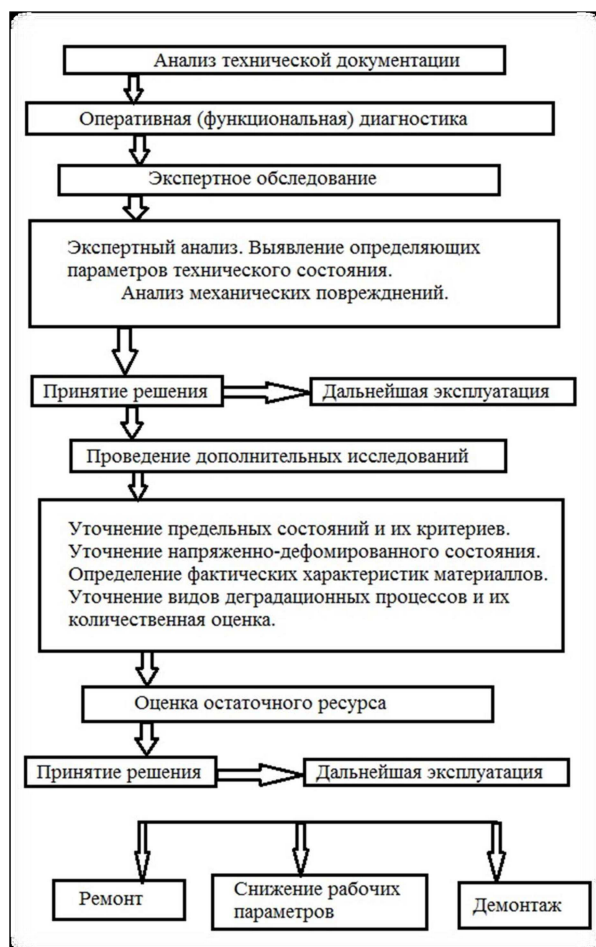


Рисунок 1 – Алгоритм определения остаточного ресурса

По совокупности данных, полученных в результате технического диагностирования объекта, определяют остаточный ресурс объекта путем прогнозирования изменения определяющих параметров до достижения ими предельных значений. В методике расчета остаточного ресурса должен быть обоснован выбор метода прогнозирования, требования к его точности и дана оценка риска дальнейшей эксплуатации объекта.

Остаточный ресурс – суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние [4].

## **1.2 Методы контроля и диагностирования нефтегазовых объектов**

В настоящее время существует огромное количество методов определения технического состояния основанных на различных физических, химических и математических методах и способах сбора и обработки первичной информации. В литературных источниках раскрываются следующие основные методы сбора и обработки диагностической информации: трибодиагностика; диагностика на основе анализа продуктов износа в продуктах сгорания; диагностика температурного состояния деталей; метод акустической эмиссии, радиография; магнитопорошковый метод; вихретоковый метод; ультразвуковой контроль; капиллярный контроль; вибрационная диагностика; акустическая диагностика; методы параметрической диагностики и так далее. Рассмотрим некоторые из них подробнее [6-12].

### **1.2.1 Трибодиагностика**

Существующие варианты расчета прочностных характеристик элементов агрегатов при проектировании практически позволяют гарантировать своевременное определение начала разрушений от статических нагрузок.

Динамические напряжения, возникающие в поверхностном слое материала, оцениваются не всегда надежно, и при эксплуатации возможны разрушения. Этим разрушениям, как правило, предшествуют: образование каверн, питтинга в местах контакта, разрушение поверхностного слоя, причем отказ наступает по истечении некоторого периода времени, необходимого для развития неисправности до критического уровня. В процессе развития неисправности поток масла системы смазки систематически уносит оторванные частицы с мест разрушения. Масло в этом случае служит носителем информации о возможных неисправностях. Для того, чтобы идентифицировать неисправность, необходимо иметь возможность отличать продукты нормального износа от частиц, проявляющихся при разрушениях или попавших в систему смазки при осмотрах и ремонтах.

Методы диагностики, основанные на исследовании продуктов износа, содержащихся в масле, называются методами трибодиагностики. Эти методы базируются на принципе обнаружения, улавливания и удержания металлических частиц износа. Для этой цели используются магнитные пробки; электрические детекторы, вырабатывающие сигнал при замыкании электродов частицами; спектральный анализ масла; анализ изменения формы частиц, их поверхности; рассеивание и ослабление пучка света при прохождении через поток масла; анализ электрического сопротивления масла.

Улавливание частиц с помощью магнитных пробок имеет ограниченные возможности, так как магнитные пробки неэффективны для улавливания немагнитных частиц. По этой причине наряду с ними применяются фильтры – сигнализаторы. Такой фильтр служит для фильтрации откачиваемого от агрегата масла и выдачи сигнала при замыкании металлической стружкой секций щелевого элемента.

Более информативным, но более сложным является метод диагностирования на основе определения состава продуктов износа в масле спектральным или химическим способами с использованием стационарной аппаратуры. Сложность реализации метода связана с необходимостью решения

организационных и технических задач по пересылке проб масла на исследование, обеспечению эквивалентных условий сравнения проб для определения динамики развития дефекта (масло не должно доливаться, продукты износа в месте отбора должны быть распределены равномерно, если агрегат на подшипниках скольжения, между взятием проб не должно быть пусков, остановов агрегата). Диагностическими признаками неисправностей в этом случае служат концентрация, размеры, материал продуктов износа. Материал и форма частиц, как правило, позволяют установить возможные места и стадию износа, изменение концентрации - интенсивность развития неисправности.

Для выявления дефектов трущихся пар, омываемых маслом, весьма информативен контроль электрического сопротивления масляной пленки. Физическая суть метода основана на том, что масляный слой между трущимися деталями является диэлектриком и обладает большим сопротивлением даже при очень малой толщине. При работе смазываемого механизма масляный слой периодически разрушается и под действием масляного клина вновь восстанавливается. В нормальных условиях средняя по времени величина сопротивления остается весьма высокой. При наличии дефекта трущейся пары частота и интенсивность разрушения масляного слоя увеличивается, и средняя величина сопротивления резко падает, что и является диагностическим признаком (ДП) появления дефекта. Принципиальная схема измерения весьма проста: к вращающемуся валу прижимается медно-графитовая щетка, другой контакт электрической цепи выводится на корпус агрегата; между ними включается омметр. Опыт использования в авиации рассматриваемого способа показал, что он позволяет выявить дефекты шестерен и подшипников качения на несколько часов раньше, чем на них реагирует сигнализатор стружки в масле накопительного типа.

Одним из перспективных методов непрерывного контроля состояния деталей, омываемых маслом, является оптический метод, основанный на рассеянии и ослаблении луча света при прохождении через жидкость с



различными свойствами. Этот метод позволяет, кроме продуктов износа, обнаруживать воздух в маслосистеме, заменять масло по состоянию.

### **1.2.2 Диагностика на основе анализа продуктов износа в продуктах сгорания**

Рассматриваемый вид диагностики применим к контролю за состоянием газотурбинных приводов (ГТУ) перекачивающих агрегатов. Известно, что разрушение деталей проточной части ГПА, вызываемое перегревом, газовой коррозией, абразивным износом, сопровождается выносом из ГПА вместе с газовым потоком мельчайших частиц металла. Начало разрушения и его характер поэтому можно определить, регистрируя наличие продуктов износа и их состав. Отсюда рассматриваемый метод аналогичен методу диагностики по анализу продуктов износа в масле. Решение этой задачи основано на применении импульсного метода с лазерным источником для определения концентрации в газовом турбулентном потоке. Экспериментально показано, что метод позволяет проводить мгновенные (в течение 10-14 с) и одновременные измерения локальных концентраций в смесях в многоатомных газах. Определение состава и концентрации продуктов износа проводят в процессе анализа состава проб продуктов сгорания, взятых из выхлопного тракта ГПА. Недостаток данного метода связан с его трудоемкостью и дискретностью контроля технического состояния. Перспективность же его связана с тем, что этот метод представляется весьма эффективным для диагностирования такого важного узла, как камера сгорания ГПА, в настоящее время наименее охваченного диагностированием.

### **1.2.3 Тепловой контроль**

Температурные напряжения и их изменения в процессе эксплуатации являются одним из источников повреждений элементов конструкции горячей части (камера сгорания, турбина) ГТУ. Предупреждение разрушений от термических воздействий возможно благодаря контролю действительного температурного состояния детали. Контроль возможен путем прямого измерения температуры или косвенного (по температуре потока, омывающего этот элемент). Измерение температуры потока технически просто осуществляется встроенными аппаратными средствами (термометрами сопротивления, термопарами). Однако эффективность контроля на основе косвенного измерения, даже если температура потока определена абсолютно точно, невелика, так как элементы горячей части ГТУ, как правило, охлаждаются воздухом, и поэтому распределение температур по материалу элемента не совпадает с распределением температуры в потоке. Прямой контроль температур деталей путем установки в них малогабаритных термопар хотя и возможен в принципе, однако не обеспечивает приемлемой точности, технологически сложен в части установки и замены термопар. Наиболее широкое применение для прямого контроля температуры нагретого элемента нашли пирометры, реализующие оптический метод. Для определения температурных полей корпусных деталей все большее распространение находят тепловизоры(рисунок 2).



Рисунок 2 – Тепловизор

Пирометры замеряют интенсивность электромагнитного излучения и выдают сигнал, как правило, пропорциональный температуре, осредненной на замеряемом участке.

Основной причиной, ограничивающей широкое использование пирометров, является загрязнение оптики и снижение надежности и точности при длительном контакте с газовым потоком. Проблема сохранения чистоты оптики и охлаждения пирометров - единственная на пути их широкого внедрения.

Далее представлено изображение типичного пирометра с органами управления. На рисунке 3 отчетливо видны кнопки регулирования, экран, с помощью которого можно настроить пирометр для дальнейшего использования.



Рисунок 3 – Пирометр

#### **1.2.4 Визуально-оптическая контроль**

Метод позволяет выявлять: забоины, разрывы, трещины, эрозионный износ, прогары, усталостные трещины, коробления, деформации, нарушение покрытий, загрязнение проточной части и тому подобное.

Данный метод контроля не подразумевает использования специализированного оборудования.

### 1.2.5 Метод акустической эмиссии

Акустическая эмиссия представляет собой колебательный волновой процесс, возникающий в деталях, если в кристаллических решетках их материалов происходят необратимые процессы разрушения с образованием микротрещин. Этот колебательный процесс может фиксироваться пьезодатчиком, установленным непосредственно на контролируемой детали. Или для определения места нахождения дефекта могут использоваться несколько датчиков, расположенных вне детали, генерируемой акустические сигналы.

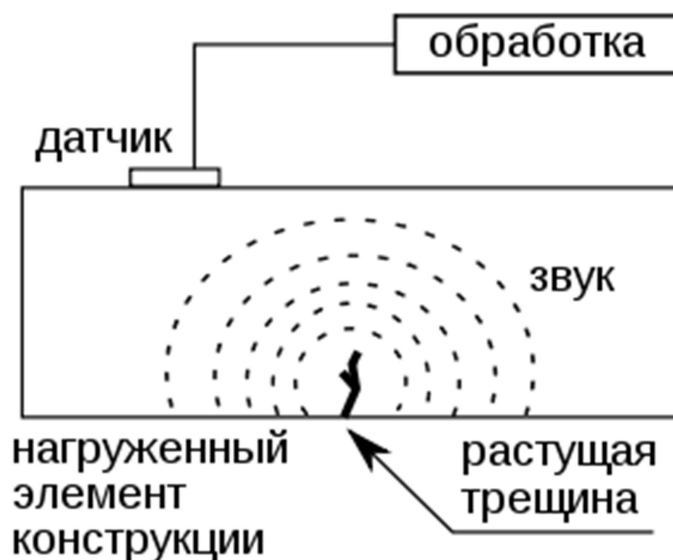


Рисунок 4 – Принцип диагностики методом акустической эмиссии

На данном принципе основан ряд приборов, разработанных шведским объединением SKF для определения ТС подшипников качения (например, МЕРА-21А). В этих приборах использован импульсный принцип, основанный на том, что датчики ускорения реагируют на кратковременные ударные импульсы, генерируемые вращающимся подшипником при возникновении разрушений, вызывающих появление ударных нагрузок. Заметим, что метод

акустической эмиссии позволяет обнаруживать транс- и межкристаллические трещины, которые нельзя выявить другими методами неразрушающего контроля.

### 1.2.6 Радиографический контроль

Радиография представляет собой довольно длительную и трудоемкую процедуру, поэтому применяется только при периодических оценках состояния агрегата или в случаях, когда есть подозрение на появление трудно распознаваемой неисправности.

В качестве аппаратуры применяются установки, использующие рентгеновские лучи и радиоактивные изотопы. Рентгеновские установки являются более гибкими, так как позволяют изменять уровень энергии для обеспечения наибольшей чувствительности в зависимости от толщины исследуемого объекта. Радиоактивные изотопы испускают энергию определенного значения, которое не регулируется. В то же время рентгеновские установки громоздки, аппаратура с радиоактивными изотопами более транспортабельна, рентгеновские установки требуют электрической энергии, аппаратура с радиоактивными изотопами - нет.

На рисунке 5 представлена схема данного метода контроля.

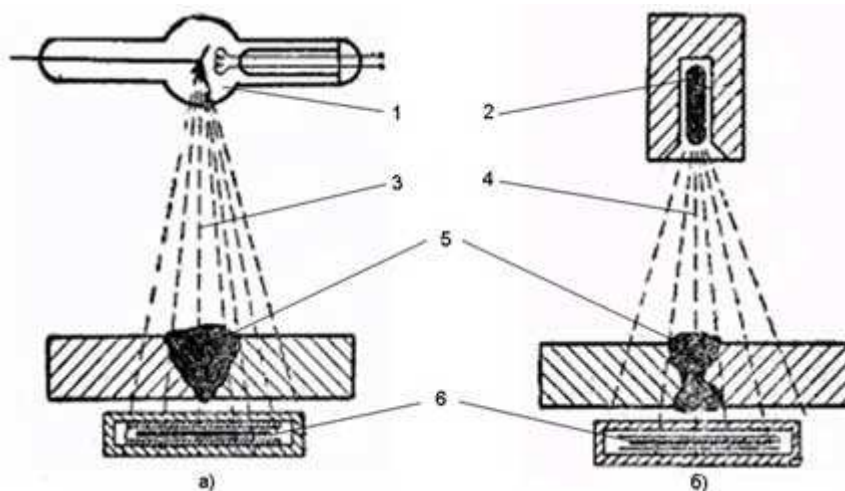


Рисунок 5 – Схема радиографического контроля,  
где *а* – просвечивание сварного шва рентгеновскими лучами;  
*б* – просвечивание сварного шва гамма-лучами  
1 – рентгеновская трубка;

2 – ампула с радиоактивным веществом в защитном свинцовом кожухе;

3 – рентгеновские лучи;

4 – гамма-лучи;

5 – сварной шов;

6 – кассета с рентгеновской пленкой.

По данным радиографии можно получить следующую информацию: наличие и размер трещин, коробление кромок лопаток, прогар или эрозия деталей, целостность сварки, величину зазора между деталями, смещение и износ деталей, состояние соединительных элементов трубопроводов.

Магнитопорошковый метод (МПК), вихретоковый метод (ВМ), ультразвуковой контроль (УЗК), капиллярный контроль (КК) используются для своевременного выявления усталостных трещин, металлургических и технологических дефектов металла, коррозионных и эрозионных явлений в металле.

МПК и КК позволяют определить поверхностные трещины в магнитных материалах, ВМ – в магнитных и немагнитных материалах, УЗК работает при выявлении поверхностных и внутренних дефектов с шириной раскрытия более 1 (мкм).

### **1.2.7 Вибрационный контроль**

При работе ГПА все его детали, узлы, агрегаты совершают вынужденные и резонансные колебания. Эти колебания зависят от величины и характера возмущающих сил, их частот, от упруго-массовых характеристик элементов конструкции, которые, в свою очередь, зависят от ряда конструктивных, технологических и эксплуатационных факторов. Среди различного рода источников вынужденных колебаний наибольшее значение имеют колебания механического и аэродинамического происхождения. К источникам колебаний механического происхождения относятся неуравновешенные силы, процессы соударения деталей ГПА, процессы, обусловленные силами трения, процессы взаимодействия элементов конструкции через упругие связи. К источникам

колебаний аэродинамического происхождения относятся переменные силы возмущенного газового потока из-за пульсаций, неравномерности его давлений по радиусу и в окружном направлении, а также переменные импульсы, создаваемые вращающимися лопатками, пульсационным горением.

Вибрационная диагностика использует в качестве диагностических сигналов механические колебания, возникающие при функционировании ГПА. Большинство неисправностей в ГПА непосредственно отражается на вибрации, поэтому по ее изменению в процессе эксплуатации можно судить об изменении состояния агрегатов, их фиксируют с помощью виброметров (рисунок 6)



Рисунок 6 – Виброметры

Многообразие физической природы и высокая информативность вибрационных сигналов являются одновременно достоинством и недостатком вибродиагностики. Достоинством - потому, что вибрация несет всю информацию о состоянии динамических узлов; недостатком – потому, что сложно из всей информации выделить наиболее информативные и чувствительные ДП.

### 1.2.8 Акустический контроль

Шум работающего ГПА складывается из шумов аэродинамического и механического происхождения, спектральный состав которых может меняться от внешних условий, режима работы и состояния ГПА.

Основные источники шума: компрессор, турбина, нагнетатель, входное и выходные устройства, камера сгорания, агрегаты, вспомогательные и основные системы, вращающиеся и колеблющиеся элементы, внутренние поверхности проточных частей, контактирующие с газовым потоком.

Шум исправной ГТУ и ЦБН по своему спектральному составу сплошной во всем диапазоне частот с рядом дискретных составляющих. Широкополосный шум порождается беспорядочными колебаниями газоздушного потока и является следствием турбулентности его пограничного слоя, срыва концевых вихрей при обтекании лопаток потоком, турбулентности набегающего потока, взаимодействия вращающегося потока с ротором и статором, процесса горения.

Дискретный шум исправного ГПА обусловлен колебаниями (вынужденными и резонансными) деталей ГТУ и ЦБН, периодическим вытеснением газа лопатками конечной толщины, соударением деталей, взаимодействием вращающегося потока с ротором и статором. Появление неисправностей приводит к появлению новых источников шума и изменению спектра шума работы ГПА.

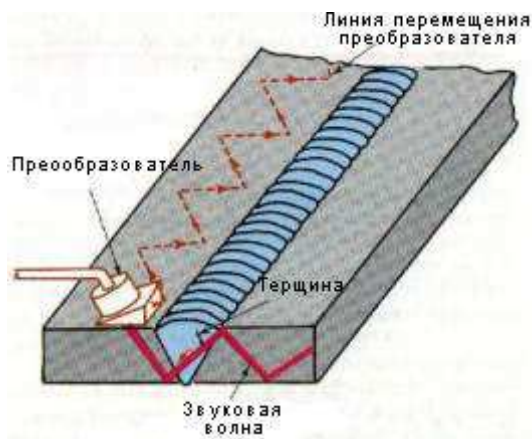


Рисунок 7 – Акустический контроль



При исследовании шума как носителя диагностической информации используются, как правило, следующие характеристики звукового поля:

- спектр суммарной излучаемой акустической мощности;
- характеристики направленности излучения в различных частотных полосах;
- спектр уровня звукового давления в различных точках звукового поля;
- спектр шума при узкополосном анализе (ширина полосы пропускания до 3 (Гц).

В настоящее время акустический контроль нашел свое широкое применение в газовой, нефтяной, горнорудной и в других областях промышленности. Без него не обойтись при эксплуатации транспортных средств и энергетических установок, для экономии различных ресурсов.

### **1.2.9 Классификация систем диагностики на основе механических колебаний**

Техническое обслуживание на основе состояния нефтегазового оборудования, базирующееся на мониторинге механических колебаний, успешно используется на промышленных предприятиях с непрерывными технологическими процессами с начала 70-х годов. Данный метод был очень быстро внедрен в производство с достижением большой экономии благодаря повышению степени использования производственного оборудования и соответствующего повышения производительности. С тех пор мониторинг состояния машинного оборудования широко распространился на промышленных предприятиях, использующих машины с вращающимися элементами.

Системы мониторинга и диагностики механических колебаний можно разделить на четыре группы по степени сложности, аппаратному оснащению и программному обеспечению.

Простая система мониторинга механических колебаний может быть реализована в виде комбинации несложного малогабаритного виброметра и стробоскопа. Для каждой машины может быть проведено сравнение общих уровней вибрации с установленными в стандартах нормами или с базовыми значениями вибрационных характеристик, определяемых пользователем индивидуально для каждой модели машины в конкретных точках контроля. Основное достоинство этой системы заключается в том, что не требуется затрачивать много времени на подготовку персонала по виброконтролю машин. Недостаток – обнаружение отклонений от нормального функционирования машины только при наличии существенных дефектов, которые трудно идентифицировать по результатам виброконтроля. Для определения причин увеличения вибрации машины можно использовать анализ изменения нескольких параметров вибрации (вибросмещения, виброскорости и виброускорения), результаты измерения их в разных частотных диапазонах и в разных точках контроля.

Оперативная система мониторинга механических колебаний может быть реализована с помощью переносных портативных анализаторов. Она позволяет проведение анализа спектров вибрации и ее временных реализаций на месте эксплуатации объекта контроля, проводить сразу оценку технического состояния подшипников и определять их дефекты. Неисправности машин определяются пользователем по диагностическим словарям. Система требует подготовки квалифицированного персонала и времени на определение причин повышенной вибрации.

Полустационарная система мониторинга и диагностики реализуется на базе персональной ЭВМ с разделением функций сбора данных на месте и обработки их в лаборатории. Недостаток системы – периодический контроль технического состояния. Как правило, отказы составных частей машин при стационарном их режиме работы редко имеют внезапный характер. От начала возникновения какой-либо неисправности и достижения ее развитой стадии (предельного состояния машины) проходит несколько недель и даже месяцев.

Периодичность виброобследования машин следует уточнять по наработке на отказ наиболее слабого узла машины.

Системы непрерывной мониторинга и диагностики (стационарные) применяют для наиболее ответственных машин, отказ которых может привести к значительному снижению выпуска продукции, к дорогостоящим ремонтам, повышению опасности для жизни и здоровья работающих и населения. Из-за высокой стоимости одного канала вибрации (800-1200 долларов США) количество точек на объекте контроля часто ограничивают и, следовательно, очень сложно реализовать полную его диагностику. Поэтому эту систему обычно дополняют полустационарной системой.

В соответствии с требованиями нормативных документов машины оснащаются системами управления и контроля основных показателей режима их работы. На базе этих систем реализуется параметрическая система мониторинга и диагностики, которая дополняет виброакустическую систему.

В настоящее время на рынке предлагается различное отечественное и зарубежное программное обеспечение для систем мониторинга и диагностики, которые можно подразделить на четыре уровня.

Первый уровень – это наиболее простые и дешевые программы. Они позволяют создавать базы данных результатов виброконтроля машин предприятия и автоматизировать оценку технического состояния их составных частей по нормативным значениям вибрационных характеристикам.

Второй уровень – это системы, которые используют принцип заданных «порогов опасности» в определенных частотных полосах спектра вибрационных характеристик. В каждом частотном диапазоне можно задать до 6 – 8 полос различной ширины и с различными порогами опасности. Система оценивает – насколько велико превышение уровня вибрации, и в зависимости от его величины, выдает краткие сообщения. Одним из недостатков системы является то, что она использует очень простые правила диагнозов, которые не позволяют установить истинные причины изменения вибрационных

характеристик. Например, превышение уровня на частоте вращения может быть вызвано не только дисбалансом.

Третий уровень систем диагностики машин позволяет обрабатывать не только их вибрационные характеристики, но и некоторые параметры режима работы. Параметры режима работы – одночисленные данные, поэтому легче поддаются обработке по сравнению с узкополосными спектрами вибрации. Нужно только учитывать то, что эти величины могут, как расти, так и убывать. Поэтому в системе предусматривают два уровня «порога опасности»: при увеличении параметра и при его снижении. Для обнаружения неисправностей по спектрам вибрации в системе используется набор пороговых уровней в виде «масок» для каждого объекта.

Четвертый уровень систем мониторинга и диагностики машин – экспертные системы. Работа экспертной системы начинается с того, что она нормирует все данные относительно рабочей скорости, чтобы исключить неверную интерпретацию полученных сведений. Затем система переходит к анализу «характерных особенностей». Особенности – это параметры, выделенные при настройке системы. Далее системой проводится проверка диагностических правил для объекта контроля (например, не стоит искать признаки износа зубчатой пары, если ее нет). Если правило подходит, то критерий неисправности применяется по всем собранным данным для конкретных объектов. Важнейшей особенностью экспертной системы является то, что она может использовать усложненную логику для определения диапазонов и обрабатывать данные по всей машине в целом, а не каждый спектр в отдельности.

### **1.3 Методы параметрической диагностики**

Методы параметрической диагностики по термогазодинамическим параметрам в основном используются для оценки технического состояния

газового тракта ЦБН и ГВТ ГТУ и подразделяются на два класса: методы параметрического контроля и методы многофакторного диагностирования. Параметрический контроль предусматривает оценку эффективности функционирования ГПА по изменению ДП, интегрально оценивающему влияние всех неисправностей проточной части. В то же время многофакторное диагностирование подразумевает наряду с оценкой эффективности функционирования ГТУ и ЦБН в целом распознавание причин снижения эффективности и неисправностей, их определяющих. Переход к многофакторному диагностированию требует относительного увеличения числа ДП, а следовательно, и набора КП, подлежащих измерению.

Из вышеперечисленных методов контроля и диагностирования технического состояния ГПА параметрический метод является самым широко применяемым, потому что легко поддается математическому моделированию с помощью классических методов термогазодинамического описания процессов, происходящих в ГПА. Ни один из вышеуказанных методов на сегодняшний день не может достоверно математически описать контролируемый процесс. Поэтому в результате анализа существующих методов контроля и диагностики выбран параметрический метод по термогазодинамическим параметрам, актуальность которого до сих пор остаётся значимой.

Вибрационная диагностика является одним из самых дешевых видов диагностики оборудования, а так же самым доступным. Данные, полученные мет-дом вибрационной диагностики доступны для общего пользования и проведения научных работ. Поэтому применение систем искусственного интеллекта в данной работе будет рассматриваться на примере метода вибрационной диагностики.

## **Выводы**

В первой главе рассмотрена общая постановка задачи автоматизированного контроля, определены цели оперативной диагностики, описаны и проанализированы системы тестов и функционального диагностирования. Представлен обзор методов неразрушающего контроля, применяемых в рамках технической диагностики для оценки дефектов и параметров состояния основных видов технологических машин и оборудования нефтегазового комплекса. Рассмотренные методы представляют интерес с точки зрения получения исходных данных для выполнения автоматизированного контроля состояния технологического оборудования. Далее рассмотрим технологический процесс на Ванкорском производственном участке.

## **2 Практическая часть**

В современных газо- и нефтедобывающих предприятиях РФ большинство используемых технических средств зарубежного производства, собственно, как и системы автоматизации. Некоторые крупные компании, например, как «Газпром», разрабатывают свои собственные системы автоматизации. Если говорить конкретно про «Газпром», то они создали ПАО «Газпром Автоматизация». Так как мне приходилось проходить производственную практику в АО «Ванкорнефть», то конкретно на ней рассмотрим процессы автоматизации, конкретно газокomppressorной станции высокого давления.

### **2.1 Описание технологического процесса и технологической схемы производственного объекта**

Газокomppressorная станция высокого давления состоит из следующих сооружений:

- компрессорный цех № 1;
- компрессорный цех № 2;
- склад масел с насосной.

Основными процессами, протекающими в компрессорных цехах № 1 и № 2, являются:

- 3-х ступенчатое компримирование углеводородного газа;
- отделение жидкости из газа на входе в 1-ю, 2-ю и 3-ю ступени сжатия;
- межступенчатое и конечное охлаждение газа.

Компримирование углеводородного газа осуществляется газоперекачивающими поршневыми агрегатами (ГПА), состоящими из компрессоров «Ariel» КВВ-6 и двигателей G16CM34 компании «Caterpillar», комплектно поставляемые фирмой «Exterran», установленными по 6 штук в компрессорном цехе № 1 и № 2.

Учитывая идентичность технологических схем компрессорного цеха № 1 и № 2, здесь и далее дается описание компрессорного цеха № 1, позиции технологического оборудования и средств КИПиА по компрессорному цеху № 2 указываются в скобках.

Газ по магистральному газопроводу из УПСВ-Юг, УПСВ-Север и из сети ЦПС (ГКС НД; входных пробкоуловителей V-1010/а,в,с; сепараторов 1-й ступени V-2010/1,2,3) Ванкорского нефтяного месторождения с давлением  $1,6 \div 1,7$  МПа и температурой  $10 \div 30$  °С поступает в блоки сепараторов С-1.1 (С-1.2), С-2.1 (С-2.2), С-3.1 (С-3.2) .

Для оперативного отключения технологического газа от компрессорного цеха № 1 (№ 2) на границе с сетью ЦПС установлен кран с электроприводом № 7а-1 (№ 7а-2), для оперативного сброса давления в теплый коллектор факела высокого давления - кран с электроприводом № 17а-1 (№ 17а-2). Предусмотрен контроль давления  $1,6 \div 1,7$  МПа до и после крана с электроприводом № 7а-1 (№ 7а-2) по приборам PI49027/1-01 (PI49027/2-03) и PI49027/1-02 (PI49027/2-04), а также температуры газа  $10 \div 30$  °С по прибору TI49027/1-01 (TI49027/2-02).

Установлено три параллельно работающих сепаратора С-1.1 (С-1.2), С-2.1 (С-2.2) и С-3.1 (С-3.2).

В сепараторах происходит отделение жидкости от газа, которая отводится через общий коллектор за границу цеха в систему сбора жидкости (дегазатор V-2060/1).

Уровень в сепараторах С-1.1 (С-1.2), С-2.1 (С-2.2) и С-3.1 (С-3.2) контролируется по приборам LICA49006-82 (LICA49009-82), LICA49006-87 (LICA49009-87) и LICA49006-92 (LICA49009-92). При повышении уровня LISANL49006-82 (LISANL49009-82); LISANL49006-87 (LISANL49009-87); LISANL49006-92 (LISANL49009-92) в одном из сепараторов до 1050 мм происходит автоматическое открытие соответствующего клапана Кл1.1 (Кл1.2), Кл2.1 (Кл2.2) или Кл3.1 (Кл3.2), а после снижения уровня до 600 мм - его закрытие. При повышении уровня в одном из сепараторов до максимального 1200 мм срабатывает аварийная сигнализация LANH49006-81 (LANH49009-81),



ЛАНН49006-86 (ЛАНН49009-86) или ЛАНН49006-91 (ЛАНН49009-91). При понижении уровня в одном из сепараторов до минимального 400 мм срабатывает аварийная сигнализация LALL49006-128 (LALL49009-128), LALL49006-129 (LALL49009-129) или LALL49006-130 (LALL49009-130).

Управление производительностью сепараторов С-1.1 (С-1.2), С-2.1 (С-2.2) и С-3.1 (С-3.2) осуществляется при помощи регуляторов расхода, включающих расходомеры FIC49006-134 (FIC49009-134), FIC49006-135 (FIC49009-135), FIC49006-136 (FIC49009-136) и регулирующую арматуру с электроприводом РК-10.1.1 (РК-10.1.2), РК-10.2.1 (РК-10.2.2), РК-10.3.1 (РК-10.3.2). При помощи расходомеров FIC49006-134 (FIC49009-134), FIC49006-135 (FIC49009-135), FIC49006-136 (FIC49009-136) также осуществляется технологический учет расхода газа прокачиваемого через сепараторы (производительность каждого сепаратора – 200000 нм<sup>3</sup>/ч) с корректировкой по текущему давлению и температуре газа. Давление после регуляторов расхода контролируется по приборам PI49006-131 (PI49009-131), PI49006-132 (PI49009-132), PI49006-133 (PI49009-133).

Кроме этого на сепараторах С-1.1 (С-1.2), С-2.1 (С-2.2) и С-3.1 (С-3.2) предусмотрен контроль:

- давления 1,6÷1,7 МПа в сепараторе по приборам PIA49006-125 (PIA49009-125), PIA49006-126 (PIA49009-126) и PIA49006-127 (PIA49009-127).
- перепада давления 0,02÷0,04 МПа верхней и нижней частей сепаратора и на тарелке с элементами МКС по приборам PdIA49006-78 (PdIA49009-78) и PdIA49006-79 (PdIA49009-79); PdIA49006-83 (PdIA49009-83) и PdIA49006-84 (PdIA49009-84); PdIA49006-88 (PdIA49009-88) и PdIA49006-89 (PdIA49009-89). При повышении перепада до 0,04 МПа срабатывает предупредительная сигнализация;
- температуры 10÷30 °С по приборам TI49006-80 (TI49009-80), TI49006-85 (TI49009-85) и TI49006-90 (TI49009-90).

Давление в коллекторе отвода жидкости из сепараторов не более 0,3 МПа контролируется и поддерживается стабильным системой автоматического регулирования PIC49006-23 (PIC49009-23), регулирующий клапан которой РК3.1 (РК3.2) установлен на линии отвода сепарированной жидкости из сепараторов.

После сепарации часть газа поступает в приемный коллектор 1-й ступени сжатия компрессорных агрегатов ГПА-1.1÷1.6 (ГПА-1.2÷6.2) компрессорного цеха № 1 (№ 2), а вторая часть уходит на компрессорный цех №3. Отключение компрессорного цеха №3 от КЦ№1 (КЦ№2) осуществляется с помощью электроприводного крана №30-1(№30-2). Для оперативного отключения технологического газа от компрессорных агрегатов ГПА-1.1÷1.6 (ГПА-1.2÷6.2) компрессорного цеха №1 (№2) установлен кран с электроприводом № 31-1 (№ 31-2). Предусмотрен контроль давления

1,6÷1,7 МПа после крана с электроприводом № 30-1 (№ 30-2) по прибору PI49027/1-22 (PI49027/2-25), после крана с электроприводом № 31-1 (№ 31-2) по прибору PI49027/1-23 (PI49027/2-26). Также предусмотрен контроль давления 1,6÷1,7 МПа перед кранами с электроприводами № 30-1 и № 31-1 (№ 30-2 и № 31-2) по прибору PI49027/1-21 (PI49027/2-24).

Контроль давления газа в приемном коллекторе 1-й ступени компрессоров осуществляется по прибору PIA49006-11 (PIA49009-11). При снижении давления до 1,5 МПа срабатывает предупредительная сигнализация.

Из приемного коллектора газ распределяется по компрессорным агрегатам ГПА-1.1÷6.1 (ГПА-1.2÷6.2).

На приеме каждого компрессора газ проходит сепарацию в скруббере 1-й ступени V-100-1.1÷6.1 (V-100-1.2÷6.2) и через буферную емкость V-101-1.1÷6.1 (V-101-1.2÷6.2), предназначенную для гашения пульсации давления потока газа, поступает на всасывающие клапаны в два цилиндра 1-й ступени сжатия компрессора.

Предусмотрен контроль и регулирование давления на приеме каждого компрессора системой автоматического регулирования PICA101-1.1÷6.1

(PICSA101-1.2÷6.2), регулирующий клапан которой PCV251-1.1÷6.1 (PCV251-1.2÷6.2) установлен на линии рециркуляции газа от АВО технологического газа 1-й ступени НТ-001IC-1-1.1÷6.1 (НТ-001IC-1-1.2÷6.2) в скруббер V-100-1.1÷6.1 (V-100-1.2÷6.2). При снижении давления на приеме компрессора до 1,517 МПа или повышении давления до 1,782 МПа срабатывает предупредительная сигнализация PICSALH101-1.1÷6.1 (PICSALH101-1.2÷6.2). При дальнейшем снижении давления до 1,4373 МПа или повышении давления до 1,867 МПа срабатывает блокировка PICSALLHH101-1.1÷6.1 (PICSALLHH101-1.2÷6.2) на останов соответствующего компрессорного агрегата ГПА-1.1÷6.1 (ГПА-1.2÷6.2).

Сепарированная жидкость накапливается в кубовой части скруббера 1-й ступени V-100-1.1÷6.1 (V-100-1.2÷6.2) из которой далее выдается за границу цеха в систему сбора жидкости (дегазатор V-2060/1). Уровень в скруббере контролируется по местному указателю уровня LG101-1.1÷6.1 (LG101-1.2÷6.2) и регулируется системой местного автоматического регулирования LC101-1.1÷6.1 (LC101-1.2÷6.2). При повышении уровня в скруббере до аварийного значения срабатывает дискретный датчик LSAHH101-1.1÷6.1 (LSAHH101-1.2÷6.2) на останов соответствующего компрессорного агрегата ГПА-1.1÷6.1 (ГПА-1.2÷6.2).

Давление в дренажном коллекторе не более 0,3 МПа контролируется и поддерживается стабильным системой автоматического регулирования PIC49006-24÷29 (PIC49009-24÷29), регулирующий клапан которой PK4-1.1÷6.1 (PK4-1.2÷6.2) установлен на линии отвода сепарированной жидкости из скруббера 1-й ступени V-100-1.1÷6.1 (V-100-1.2÷6.2). Для исключения проскока газа и превышения давления в линии отвода сепарированной жидкости предусмотрена блокировка LSALL49006-106÷111 (LSALL49009-106÷111) выдающая дискретный сигнал на закрытие клапана PK4-1.1÷6.1 (PK4-1.2÷6.2).

В цилиндрах компрессора производится сжатие технологического газа до давления не более 4,2 МПа и газ нагнетательными клапанами через буферную

емкость V-102-1.1÷6.1 (V-102-1.2÷6.2) направляется в аппарат воздушного охлаждения (АВО) 1-й ступени НТ-001IC-1-1.1÷6.1 (НТ-001IC-1-1.2÷6.2).

Контроль давления технологического газа на нагнетании 1-й ступени осуществляется по прибору PISA151-1.1÷6.1 (PISA151-1.2÷6.2). При повышении давления на нагнетании до 4,83 МПа срабатывает блокировка PISANN151-1.1÷6.1 (PISANN151-1.2÷6.2) на останов соответствующего компрессорного агрегата ГПА-1.1÷6.1 (ГПА-1.2÷6.2).

Сжатый и нагретый при сжатии технологический газ охлаждается в АВО 1-й ступени НТ-001IC-1-1.1÷6.1 (НТ-001IC-1-1.2÷6.2) до температуры не более 45 °С. Поток атмосферного воздуха для охлаждения технологического газа создается двумя вентиляторами, общими для АВО всех трех ступеней компрессора. Контроль температуры технологического газа после АВО 1-й ступени осуществляется по прибору TIC151-1.1÷6.1 (TIC151-1.2÷6.2), регулирование температуры производится системой автоматического изменения положения жалюзи, а соответственно и потока атмосферного воздуха для охлаждения только 1-й ступени АВО.

Для исключения пуска АВО при температуре металла стенки АВО менее минус 45,5 °С предусмотрен контроль температуры металла по прибору TISA150-1.1÷6.1 (TISA150-1.2÷6.2) и блокировка TISALL150-1.1÷6.1 (TISALL150-1.2÷6.2) на запрет пуска соответствующего компрессорного агрегата ГПА-1.1÷6.1 (ГПА-1.2÷6.2). В случае, когда температура металла АВО менее минус 45,5 °С, установка перед вводом в работу должна пройти процедуру прогрева.

Обеспечение автоматического пуска и останова компрессора (продувка, набор и сброс давления, нагрузка и разгрузка) обеспечивается установкой на технологических трубопроводах обвязки 1-й ступени следующих клапанов:

- отсечной клапан UPV-101-1.1÷6.1 (UPV-101-1.2÷6.2) для набора давления в 1-й ступени компрессора;

- отсечной клапан SDV-102-1.1÷6.1 (SDV-102-1.2÷6.2) на приемной линии скруббера V-100 - 1.1÷6.1 (V-100-1.2÷6.2) 1-й ступени компрессора;
- отсечной клапан SDV-152-1.1÷6.1 (SDV-152-1.2÷6.2) на нагнетательной линии 1-й ступени компрессора на установку осушки газа;
- отсечной клапан BDV-151-1.1÷6.1 (BDV-151-1.2÷6.2) для сброса газа из компрессора при его продувке, совместно со сбросом от предохранительных клапанов, в коллектор теплого факела высокого давления;
- регулирующий клапан PCV-251-1.1÷6.1 (PCV-251-1.2÷6.2) установлен на линии рециркуляции газа от АВО технологического газа 1-й ступени HT-001IC-1-1.1÷6.1 (HT-001IC-1-1.2÷6.2) в скруббер V-100-1.1÷6.1 (V-100-1.2÷6.2).;
- отсечной клапан BPV-154-1.1÷6.1 (BPV-154-1.2÷6.2) установлен на линии рециркуляции газа от АВО технологического газа 1-й ступени HT-001IC-1-1.1÷6.1 (HT-001IC-1-1.2÷6.2) в скруббер V-100-1.1÷6.1 (V-100-1.2÷6.2).

Положение вышеперечисленных клапанов контролируется в процессе автоматического запуска компрессора, его работы и при его останове. В случае неправильного срабатывания конечных выключателей, указывающих положение клапанов, происходит автоматический останов компрессорного агрегата.

Сжатый в 1-й ступени компрессора и охлажденный в АВО 1-й ступени технологический газ, поступает за границу компрессорного цеха на установку осушки газа КУПГ ЦПС Ванкорского нефтяного месторождения.

Для учета выдачи газа после 1-й ступени, из компрессорного цеха на установку осушки газа, на линии технологического газа установлен узел замера расхода газа с корректировкой по текущему давлению и температуре газа.

Расход газа составляет  $31000 \div 300000$  м<sup>3</sup>/ч и контролируется по прибору FI49027/1-05 (FI49027/2-06).

Для оперативного отключения технологического газа, выдаваемого на установку осушки газа, от компрессорного цеха № 1 (№ 2) на границе с сетью трубопроводов ЦПС установлен кран с электроприводом № 8б-1 (№ 8б-2), для оперативного сброса давления в коллектор теплого факела высокого давления - кран с электроприводом № 18б-1 (№ 18б-2). Предусмотрен контроль давления  $4,0 \div 4,2$  МПа до и после крана с электроприводом № 8б-1 (№ 8б-2) по приборам PI49027/1-13 (PI49027/2-15) и PI49027/1-14 (PI49027/2-16).

Предусмотрена возможность подачи технологического газа, минуя блок осушки, на прием 2-й ступени компрессора через отсечной клапан UPV-153-1.1÷6.1 (UPV-153-1.2÷6.2).

Технологический газ после установки осушки газа КУПГ ЦПС Ванкорского нефтяного месторождения поступает в приемный коллектор 2-й ступени компрессоров ГПА-1.1÷6.1 (ГПА-1.2÷6.2) компрессорного цеха № 1 (№ 2).

Для оперативного отключения осушенного газа на границе компрессорного цеха № 1 (№ 2) от сети трубопроводов ЦПС установлен кран с электроприводом № 7б-1 (№ 7б-2), для оперативного сброса давления газа в коллектор теплого факела высокого давления - кран с электроприводом № 17б-1 (№ 17б-2). Предусмотрен контроль давления  $3,66 \div 3,86$  МПа до и после крана с электроприводом № 7б-1 (№ 7б-2) по приборам PI49027/1-09 (PI49027/2-11) и PI49027/1-10 (PI49027/2-12).

Для учета приема газа из установки осушки газа на компрессорную станцию, на линии осушенного газа установлен узел замера расхода газа с корректировкой по текущему давлению и температуре газа, контроль расхода  $31000 \div 262000$  м<sup>3</sup>/ч осуществляется по прибору FI49027/1-03 (FI49027/2-04).

Из приемного коллектора 2-й ступени газ распределяется по компрессорным агрегатам ГПА-1.1÷6.1 (ГПА-1.2÷6.2).

На приеме 2-й ступени каждого компрессора газ проходит сепарацию в скруббере 2-й ступени V-200-1.1÷6.1 (V-200-1.2÷6.2) и через буферную емкость V-201-1.1÷6.1 (V-201-1.2÷6.2), предназначенную для гашения пульсации давления потока газа, поступает на всасывающие клапаны в два цилиндра 2-й ступени сжатия компрессора.

Предусмотрен контроль и регулирование давления на приеме каждого компрессора системой автоматического регулирования PICA201-1.1÷6.1 (PICA201-1.2÷6.2), регулирующий клапан PCV351-1.1÷6.1 (PCV351-1.2÷6.2) которой установлен на линии рециркуляции газа от нагнетания 3-й ступени в скруббер V-200-1.1÷6.1 (V-200-1.2÷6.2). При повышении давления на приеме 2-й ступени компрессора до 4,76 МПа срабатывает блокировка PICSANN201-1.1÷6.1 (PICSANN201-1.2÷6.2) на останов соответствующего компрессорного агрегата ГПА-1.1÷6.1 (ГПА-1.2÷6.2).

Сепарированная жидкость накапливается в кубовой части скруббера 2-й ступени V-200-1.1÷6.1 (V-200-1.2÷6.2), из которой далее выдается за границу цеха в систему сбора жидкости (пробкоуловитель V-1010a). Уровень в скруббере контролируется по местному указателю уровня LG201-1.1÷6.1 (LG201-1.2÷6.2) и регулируется системой местного автоматического регулирования LC201-1.1÷6.1 (LC201-1.2÷6.2). При повышении уровня в скруббере до аварийного значения срабатывает дискретный датчик LSAHH201-1.1÷6.1 (LSAHH201-1.2÷6.2) на останов соответствующего компрессорного агрегата ГПА-1.1÷6.1 (ГПА-1.2÷6.2).

Давление в дренажном коллекторе не более 2,3 МПа контролируется и поддерживается стабильным системой автоматического регулирования PIC49006-30÷35 (PIC49009-30÷35), регулирующий клапан которой PK5-1.1÷6.1 (PK5-1.2÷6.2) установлен на линии отвода сепарированной жидкости из скруббера 2-й ступени V-200-1.1÷6.1 (V-200-1.2÷6.2). Для исключения проскока газа и превышения давления в линии отвода сепарированной жидкости предусмотрена блокировка LSALL49006-112÷117

(LSALL49009-112÷117) выдающая дискретный сигнал на закрытие клапана PK5-1.1÷6.1 (PK5-1.2÷6.2).

В цилиндрах 2-й ступени компрессора производится сжатие технологического газа до давления не более 11,0 МПа и газ нагнетательными клапанами через буферную емкость V-202-1.1÷6.1 (V-202-1.2÷6.2) направляется в аппарат воздушного охлаждения (АВО) 2-й ступени НТ-001IC-2-1.1÷6.1 (НТ-001IC-2-1.2÷6.2).

Контроль давления технологического газа на нагнетании 2-й ступени осуществляется по прибору PISA241-1.1÷6.1 (PISA241-1.2÷6.2). При повышении давления на нагнетании до 11,803 МПа срабатывает блокировка PISANN241-1.1÷6.1 (PISANN241-1.2÷6.2) на останов соответствующего компрессорного агрегата ГПА-1.1÷6.1 (ГПА-1.2÷6.2).

Сжатый и нагретый при сжатии технологический газ охлаждается в АВО 2-й ступени НТ-001IC-2-1.1÷6.1 (НТ-001IC-2-1.2÷6.2) до температуры не более 45 °С. Контроль температуры технологического газа после АВО 2-й ступени осуществляется по прибору TIC251-1.1÷6.1 (TIC251-1.2÷6.2), регулирование температуры – системой автоматического изменения положения жалюзи, а соответственно и потока атмосферного воздуха для охлаждения только 2-й ступени АВО.

Для исключения пуска АВО при температуре металла стенки АВО менее минус 45,5 °С предусмотрен контроль температуры металла по прибору TISA250-1.1÷6.1 (TISA250-1.2÷6.2) и блокировка TISALL250-1.1÷6.1 (TISALL250-1.2÷6.2) на запрет пуска соответствующего компрессорного агрегата ГПА-1.1÷6.1 (ГПА-1.2÷6.2). В случае, когда температура металла АВО менее минус 45,5 °С, установка перед вводом в работу должна пройти процедуру прогрева.

Обеспечение автоматического пуска и останова компрессора (продувка, набор и сброс давления, нагрузка и разгрузка) обеспечивается установкой на технологических трубопроводах обвязки 2-й ступени следующих клапанов:



- отсечной клапан SDV-202-1.1÷6.1 (SDV-202-1.2÷6.2) на приемной линии 2-й ступени компрессора;
- отсечной клапан UPV-153-1.1÷6.1 (UPV-153-1.2÷6.2) для набора давления во 2-й ступени компрессора (байпас подачи газа на установку осушки газа КУПГ ЦПС).

Положение вышеперечисленных клапанов контролируется в процессе автоматического запуска компрессора, его работы и при его останове. В случае неправильного срабатывания конечных выключателей, указывающих положение клапанов, происходит автоматический останов компрессорного агрегата.

Сжатый во 2-й ступени компрессора и охлажденный в АВО 2-й ступени НТ-001IC-2-1.1÷6.1 (НТ-001IC-2-1.2÷6.2) технологический газ поступает на прием 3-й ступени компрессора.

На приеме 3-й ступени компрессора газ проходит сепарацию в скруббере 3-й ступени V-300-1.1÷6.1 (V-300-1.2÷6.2) и через буферные емкости V-301A,B-1.1÷6.1 (V-301A,B-1.2÷6.2), предназначенные для гашения пульсации давления потока газа, поступает на всасывающие клапаны в два цилиндра 3-й ступени сжатия компрессора.

Предусмотрен контроль давления в скруббере V-300-1.1÷6.1 (V-300-1.2÷6.2) на приеме 3-й ступени каждого компрессора по прибору PISA301-1.1÷6.1 (PISA301-1.2÷6.2). При повышении давления на приеме 3-й ступени компрессора до 11,72 МПа срабатывает блокировка PISANN301-1.1÷6.1 (PISANN301-1.2÷6.2) на останов соответствующего компрессорного агрегата ГПА-1.1÷6.1 (ГПА-1.2÷6.2).

Сепарированная жидкость накапливается в кубовой части скруббера 3-й ступени V-300-1.1÷6.1 (V-300-1.2÷6.2), из которой далее выдается за границу цеха в систему сбора жидкости (пробкоуловитель V-1010a). Уровень в скруббере контролируется по местному указателю уровня LG301-1.1÷6.1 (LG301-1.2÷6.2) и регулируется системой местного автоматического регулирования LC301-1.1÷6.1 (LC301-1.2÷6.2). При повышении уровня в

скруббере до аварийного значения срабатывает дискретный датчик LSAHH301-1.1÷6.1 (LSAHH301-1.2÷6.2) на останов соответствующего компрессорного агрегата ГПА-1.1÷6.1 (ГПА-1.2÷6.2).

Давление в дренажном коллекторе не более 2,3 МПа контролируется и поддерживается стабильным системой автоматического регулирования PIC49006-36÷41 (PIC49009-36÷41), регулирующий клапан которой РК6-1.1÷6.1 (РК6-1.2÷6.2) установлен на линии отвода сепарированной жидкости из скруббера 3-й ступени V-300-1.1÷6.1 (V-300-1.2÷6.2). Для исключения проскока газа и превышения давления в линии отвода сепарированной жидкости предусмотрена блокировка LSALL49006-118÷123 (LSALL49009-118÷123) выдающая дискретный сигнал на закрытие клапана РК6-1.1÷6.1 (РК6-1.2÷6.2).

В цилиндрах 3-й ступени компрессора производится сжатие технологического газа до давления 28,0÷32,0 МПа и газ нагнетательными клапанами через буферные емкости V-302A,B-1.1÷6.1 (V-302A,B-1.2÷6.2) и дополнительную буферную емкость V-303-1.1÷6.1 (V-303-1.2÷6.2) направляется в аппарат воздушного охлаждения (АВО) 3-й ступени НТ-001АС-1.1÷6.1 (НТ-001АС-1.2÷6.2) .

Контроль давления технологического газа на нагнетании 3-й ступени после дополнительной буферной емкости V-303-1.1÷6.1 (V-303-1.2÷6.2) осуществляется по прибору PISA341-1.1÷6.1 (PISA341-1.2÷6.2). При повышении давления на нагнетании до 33,83 МПа срабатывает блокировка PISANN341-1.1÷6.1 (PISANN341-1.2÷6.2) на останов соответствующего компрессорного агрегата ГПА-1.1÷6.1 (ГПА-1.2÷6.2).

Сжатый и нагретый при сжатии технологический газ охлаждается в АВО 3-й ступени НТ-001АС-1.1÷6.1 (НТ-001АС-1.2÷6.2) до температуры 50÷70 °С. Контроль температуры технологического газа после АВО 3-й ступени осуществляется по прибору TIC351-1.1÷6.1 (TIC351-1.2÷6.2), регулирование температуры – системой автоматического изменения положения жалюзи, а соответственно и потока атмосферного воздуха для охлаждения только 3-й ступени АВО.

На АВО предусмотрена система частотного автоматического регулирования оборотов электродвигателей вентиляторов, подающих поток воздуха для охлаждения газа после 1-й, 2-й и 3-й ступеней компрессора. Частотное регулирование оборотов вентиляторов ведется в зависимости от температуры воздуха на выходе из ближней или дальней камеры АВО ТІС771-1.1÷6.1 (ТІС771-1.2÷6.2) или ТІС772-1.1÷6.1 (ТІС772-1.2÷6.2), причем программа выбирает большую по значению температуру. Частотным регулированием поддерживается величина и стабильность температуры воздуха на выходе из камер АВО, а стабильность температуры технологического газа после каждой ступени – изменением положения соответствующего жалюзи.

Для исключения пуска АВО при температуре металла стенки АВО менее минус 45,5 °С предусмотрен контроль температуры металла по прибору ТІСА350-1.1÷6.1 (ТІСА350-1.2÷6.2) и блокировка ТІСАЛЛ350-1.1÷6.1 (ТІСАЛЛ350-1.2÷6.2) на запрет пуска соответствующего компрессорного агрегата ГПА-1.1÷6.1 (ГПА-1.2÷6.2). В случае, когда температура металла АВО менее минус 45,5 °С, установка перед вводом в работу должна пройти процедуру прогрева.

Останов компрессорного агрегата ГПА-1.1÷6.1 (ГПА-1.2÷6.2) происходит также при повышении вибрации вентиляторов АВО от дискретных сигналов приборов VСАНН-771-1.1÷6.1(VСАНН-771-1.2÷6.2) и VСАНН-772-1.1÷6.1(VСАНН-772-1.2÷6.2).

Обеспечение автоматического пуска и останова компрессора (продувка, набор и сброс давления, нагрузка и разгрузка) обеспечивается установкой на технологических трубопроводах обвязки 3-й ступени следующих клапанов:

- отсечной клапан SDV-371-1.1÷6.1 (SDV-371-1.2÷6.2) на нагнетательной линии 3-й ступени компрессора закачки газа в скважины;
- отсечной клапан BDV-351-1.1÷6.1 (BDV-351-1.2÷6.2) для сброса газа из компрессора при его продувке , совместно со сбросом от

предохранительных клапанов, в коллектор холодного факела высокого давления;

- регулирующий клапан PCV-351-1.1÷6.1 (PCV-351-1.2÷6.2) на линии нагнетания 2-й и 3-й ступенях компрессора;
- отсечной клапан BPV-352-1.1÷6.1 (BPV-352-1.2÷6.2) на линии нагнетания 2-й и 3-й ступенях компрессора;
- продувочный отсечной клапан BDV-371-1.1÷6.1 (BDV-371-1.2÷6.2) на линии сброса в атмосферу после АВО 3-й ступени НТ-001АС-1.1÷6.1 (НТ-001АС-1.2÷6.2).

Положение вышеперечисленных клапанов контролируется в процессе автоматического запуска компрессора, его работы и при его останове. В случае неправильного срабатывания конечных выключателей, указывающих положение клапанов, происходит автоматический останов компрессорного агрегата.

Сжатый до 28÷32 МПа и охлажденный до 50÷70 °С газ поступает в общий для компрессоров коллектор и далее выдается в сеть трубопроводов ЦПС:

- на арматурный блок в систему транспорта газа;
- на манифольд закачки газа в пласт с последующей подачей на закачки в скважины.

Контроль давления газа в общем для компрессоров коллекторе осуществляется по прибору PIA49006-12 (PIA49009-12). При снижении давления до 27,5 МПа срабатывает предупредительная сигнализация PIAL49006-12 (PIAL49009-12).

Для оперативного отключения газа, подаваемого на закачку в скважины, на границе компрессорного цеха № 1 (№ 2) с сетью ЦПС установлен кран с электроприводом № 8а-1 (№ 8а-2), для оперативного сброса давления газа в коллектор холодного факела высокого давления - кран с электроприводом № 18а-1 (№ 18а-2).

Предусмотрен контроль давления 28÷32 МПа до и после крана с электроприводом № 8а-1 (№ 8а-2) по приборам PI49027/1-05 (PI49027/2-07) и

PI49027/1-06 (PI49027/2-08) и контроль температуры  $50 \div 70$  °C по прибору TI49027/1-03 (TI49027/2-04).

Для защиты коллекторов дренажа конденсата 1-й, 2-й и 3-й ступени сжатия, транспортирующих сепарированную жидкость из сепараторов и скрубберов за границу цеха в систему сбора жидкости, предусмотрены предохранительные клапаны, сброс от которых осуществляется в емкость сбора жидкости ЕД-1.1 (ЕД-1.2). Накапливаемая жидкость из емкости откачивается насосом Н-3.1 (Н-3.2) или Н-4.1 (Н-4.2) в коллектор дренажа жидкости из 1-й ступени, а газ из емкости сбрасывается в коллектор факела низкого давления.

Контроль уровня в емкости сбора жидкости осуществляется по прибору LIA49006-103 (LIA49009-103). При повышении уровня в емкости до 400 мм происходит автоматическое включение насоса Н-3.1 (Н-3.2) или Н-4.1 (Н-4.2), при понижении до 150 мм - отключение насоса.

Контроль давления жидкости  $0,35 \div 0,55$  МПа на нагнетании насосов Н-3.1 (Н-3.2) и Н-4.1 (Н-4.2) осуществляется по приборам PISA49006-09 (PISA49009-09) и PISA49006-10 (PISA49009-10). При понижении давления до 0,3 МПа срабатывает сигнализация PISAL49006-09 (PISAL49009-09), PISAL49006-10 (PISAL49009-10) и происходит отключение насоса.

Предусмотрен контроль давления на общем нагнетательном коллекторе от насосов Н-3.1 (Н-3.2) и Н-4.1 (Н-4.2) по прибору PI49006-42 (PI49009-42).

На случай остановки цеха предусмотрены дренажи из оборудования и трубопроводов с отводом жидкости через коллектор за границу цеха в систему сбора жидкости, а также сбросы газа в коллекторы факельных систем низкого и высокого давления.

Дренажи после гидроиспытаний, а также промывки и пропарки оборудования и трубопроводов сбрасываются через канализацию на очистные сооружения.

Для предотвращения гидратообразования в трубопроводах схемой предусмотрено применение метанола. Метанол с концентрацией до 100 % со склада химреагентов через блок-бокс панели №8 фирмы MILTON ROY,

осуществляющий дозирование и распределения метанола по объектам, подает метанол в КЦ №1 (КЦ №2).

Непосредственно метанол вводится в трубопровод входа газа в АВО 1-й ступени НТ-001IC-1-1.1÷6.1 (НТ-001IC-1-1.2÷6.2) и в трубопровод после АВО 1-й ступени каждого компрессорного агрегата. Для предотвращения обратного потока газа в линию метанола на трубопроводах ввода метанола в АВО 1-й ступени установлены обратные клапаны.

Ввод метанола производится периодически в количестве 70 кг до АВО и 11,5 кг после АВО на один компрессорный агрегат при пуске и в случаях отклонения от рабочего режима эксплуатации оборудования.

Предусмотрен контроль давления в трубопроводах метанола. Давление метанола перед панелью распределения контролируется по прибору РІ49024-2, в трубопроводе метанола на КЦ №1 (КЦ №2) по прибору РІ49024-3 (РІ49024-4). Давление метанола также контролируется манометрами на панели распределения метанола MILTON ROY.

## **2.2 Описание компрессорного агрегата**

Поршневой компрессор - машина объёмного действия, предназначена для повышения давления и перемещения газов. Изменение объёма газа в цилиндре осуществляется дифференциальным поршнем, совершающим возвратно-поступательные движение в полости цилиндра. Движение поршня осуществляется с помощью кривошипно-шатунного механизма преобразующего вращательное движение вала привода (двигателя) компрессора в возвратно-поступательное движение поршня. Газ из приемного трубопровода, через всасывающий клапан, поступает в цилиндр. Далее сжимается поршнем и через нагнетательный клапан выдается в трубопровод.

Отделение жидкости из газа производится в сепараторах за счет изменения скорости и направления потока газо-жидкостной смеси на сепарационных устройствах.

Охлаждение газа, нагревающегося при сжатии, производится в аппаратах воздушного охлаждения потоком атмосферного воздуха, нагнетаемым вентиляторами на змеевик, через который протекает продукт.

Основными составными частями каждого компрессорного агрегата являются компрессор поршневой оппозитный модели КВВ-6 и привод газопоршневой модели G16CM34 (двигатель), соединенные между собой через упругую муфту и установленные на раме. Кроме этого в состав компрессорного агрегата входят скрубберы на приеме трех ступеней компрессора и буферные емкости для гашения пульсации потока на приеме и нагнетании трех ступеней компрессора, которые описаны в предыдущем подразделе.

### **2.2.1 Компрессор КВВ-6**

Сжатие технологического газа происходит в трех ступенях, имеющих по два цилиндра на каждой ступени. Сжатие в цилиндрах производится возвратно-поступательным движением поршня в полости цилиндра. Движение поршня, осуществляется кривошипно-шатунным механизмом, опирающимся на коренные и шатунные подшипники, от двигателя компрессора.

Уплотнение штока осуществлено сальниковыми узлами. Утечки масла через уплотнения собираются в камерах (фонарях) из которых далее отводятся в емкость для сбора дренажей Еу-1.1÷6.1 (Еу-1.2÷6.2). По мере заполнения емкости масло, под давлением азота, сливается в переносную тару (бочки). Вентиляция фонарей осуществляется в атмосферу.

Предусмотрен контроль работы компрессора по следующим параметрам:

- вибрация компрессора (приводная сторона) VISA761-1.1÷6.1 (VISA761-1.2÷6.2). При повышении вибрации до 10 мм/с срабатывает

предупредительная сигнализация VISAH761-1.1÷6.1 (VISAH761-1.2÷6.2). При дальнейшем повышении вибрации до 12 мм/с срабатывает блокировка VISANH761-1.1÷6.1 (VISANH761-1.2÷6.2) на останов компрессорного агрегата;

- вибрация компрессора (свободная сторона) VISA762-1.1÷6.1 (VISA762-1.2÷6.2). При повышении вибрации до 10 мм/с срабатывает предупредительная сигнализация VISAH762-1.1÷6.1 (VISAH762-1.2÷6.2). При дальнейшем повышении вибрации до 12 мм/с срабатывает блокировка VISANH762-1.1÷6.1 (VISANH762-1.2÷6.2) на останов компрессорного агрегата;

- температура цилиндра CYL-131-1.1÷6.1 (CYL-131-1.2÷6.2) на выходе 1-й ступени компрессора TISA131-1.1÷6.1 (TISA131-1.2÷6.2). При повышении температуры цилиндра до 117,2 °С срабатывает предупредительная сигнализация TISAH131-1.1÷6.1 (TISAH131-1.2÷6.2). При дальнейшем повышении температуры до 123,9 °С срабатывает блокировка TISANH131-1.1÷6.1 (TISANH131-1.2÷6.2) на останов компрессорного агрегата;

- температура цилиндра CYL-133-1.1÷6.1 (CYL-133-1.2÷6.2) на выходе 1-й ступени компрессора TISA133-1.1÷6.1 (TISA133-1.2÷6.2). При повышении температуры цилиндра до 117,2 °С срабатывает предупредительная сигнализация TISAH133-1.1÷6.1 (TISAH133-1.2÷6.2). При дальнейшем повышении температуры до 123,9 °С срабатывает блокировка TISANH133-1.1÷6.1 (TISANH133-1.2÷6.2) на останов компрессорного агрегата;

- температура цилиндра CYL-232-1.1÷6.1 на выходе 2-й ступени компрессора TISA232-1.1÷6.1 (TISA232-1.2÷6.2). При повышении температуры цилиндра до 128 °С срабатывает предупредительная сигнализация TISAH232-1.1÷6.1 (TISAH232-1.2÷6.2). При дальнейшем повышении температуры до 135 °С



срабатывает блокировка TISАНН232-1.1÷6.1 (TISАНН232-1.2÷6.2) на останов компрессорного агрегата;

- температура цилиндра CYL-234-1.1÷6.1 на выходе 2-й ступени компрессора TISA234-1.1÷6.1 (TISA234-1.2÷6.2). При повышении температуры цилиндра до 128 °С срабатывает предупредительная сигнализация TISАН234-1.1÷6.1 (TISАН234-1.2÷6.2). При дальнейшем повышении температуры до 135 °С срабатывает блокировка TISАНН234-1.1÷6.1 (TISАНН234-1.2÷6.2) на останов компрессорного агрегата;

- температура цилиндра CYL-335-1.1÷6.1 на выходе 3-й ступени компрессора TISA335-1.1÷6.1 (TISA335-1.2÷6.2). При повышении температуры цилиндра до 155,2 °С срабатывает предупредительная сигнализация TISАН335-1.1÷6.1 (TISАН335-1.2÷6.2). При дальнейшем повышении температуры до 163,5 °С срабатывает блокировка TISАНН335-1.1÷6.1 (TISАНН335-1.2÷6.2) на останов компрессорного агрегата;

- температура цилиндра CYL-336-1.1÷6.1 на выходе 3-й ступени компрессора TISA336-1.1÷6.1 (TISA336-1.2÷6.2). При повышении температуры цилиндра до 155,2 °С срабатывает предупредительная сигнализация TISАН336-1.1÷6.1 (TISАН336-1.2÷6.2). При дальнейшем повышении температуры до 163,5 °С срабатывает блокировка TISАНН336-1.1÷6.1 (TISАНН336-1.2÷6.2) на останов компрессорного агрегата;

- температура коренного подшипника № 1 компрессора TISA761-1.1÷6.1 (TISA761-1.2÷6.2). При повышении температуры подшипника № 1 до 104 °С срабатывает предупредительная сигнализация TISАН761-1.1÷6.1 (TISАН761-1.2÷6.2). При дальнейшем повышении температуры подшипника до 110 °С срабатывает блокировка TISАНН761-1.1÷6.1 (TISАНН761-1.2÷6.2) на останов компрессорного агрегата;

- температура коренного подшипника № 2 компрессора TISA762-1.1÷6.1 (TISA762-1.2÷6.2). При повышении температуры подшипника № 2 до 104 °С срабатывает предупредительная сигнализация TISAH762-1.1÷6.1 (TISAH762-1.2÷6.2). При дальнейшем повышении температуры подшипника до 110 °С срабатывает блокировка TISAHN762-1.1÷6.1 (TISAHN762-1.2÷6.2) на останов компрессорного агрегата;

- температура коренного подшипника № 3 компрессора TISA763-1.1÷6.1 (TISA763-1.2÷6.2). При повышении температуры подшипника № 3 до 104 °С срабатывает предупредительная сигнализация TISAH763-1.1÷6.1 (TISAH763-1.2÷6.2). При дальнейшем повышении температуры подшипника до 110 °С срабатывает блокировка TISAHN763-1.1÷6.1 (TISAHN763-1.2÷6.2) на останов компрессорного агрегата;

- температура коренного подшипника № 4 компрессора TISA764-1.1÷6.1 (TISA764-1.2÷6.2). При повышении температуры подшипника № 4 до 104 °С срабатывает предупредительная сигнализация TISAH764-1.1÷6.1 (TISAH764-1.2÷6.2). При дальнейшем повышении температуры подшипника до 110 °С срабатывает блокировка TISAHN764-1.1÷6.1 (TISAHN764-1.2÷6.2) на останов компрессорного агрегата;

- температура коренного подшипника № 5 компрессора TISA765-1.1÷6.1 (TISA765-1.2÷6.2). При повышении температуры подшипника № 5 до 104 °С срабатывает предупредительная сигнализация TISAH765-1.1÷6.1 (TISAH765-1.2÷6.2). При дальнейшем повышении температуры подшипника до 110 °С срабатывает блокировка TISAHN765-1.1÷6.1 (TISAHN765-1.2÷6.2) на останов компрессорного агрегата;

- температура коренного подшипника № 6 компрессора TISA766-1.1÷6.1 (TISA766-1.2÷6.2). При повышении температуры

подшипника № 6 до 104 °С срабатывает предупредительная сигнализация TISAH766-1.1÷6.1 (TISAH766-1.2÷6.2). При дальнейшем повышении температуры подшипника до 110 °С срабатывает блокировка TISAH766-1.1÷6.1 (TISAH766-1.2÷6.2) на останов компрессорного агрегата.

Кроме вышеперечисленного предусмотрена сигнализация или останов компрессорного агрегата по нагрузке на шток цилиндра CYL-133-1.1÷6.1 (CYL-133-1.2÷6.2), CYL-234-1.1÷6.1 (CYL-234-1.2÷6.2) и CYL-336-1.1÷6.1 (CYL-336-1.2÷6.2) при растяжении и CYL-232-1.1÷6.1 (CYL-232-1.2÷6.2), CYL-335-1.1÷6.1 (CYL-335-1.2÷6.2) при сжатии. Нагрузка на шток при растяжении и сжатии определяется расчетным путем, исходя из давления на входе газа в цилиндр и на выходе из него.

В состав компрессорного агрегата входят термометры сопротивления. Термометры сопротивления имеют датчик резисторного типа, электрическое сопротивление которого изменяется точно в соответствии с изменением температуры. Датчик присоединяется к электронному преобразователю, на выходе из которого замеренное сопротивление отображается в градусах температуры. Когда для контроля коренных подшипников заказан ТС, для каждого подшипника Ариель поставляет двойные термометры сопротивления, имеющие по два датчика. Датчики термометров сопротивления - трехпроводные, с сопротивлением 100 Ом, датчики с платиновым пленочным покрытием.

В каждом приборе со двойными термометрами сопротивления имеется шесть проводов. При этом в систему управления подключены только три провода одного термометра сопротивления. Если термометр сопротивления отказывается, то его провода отключают и взамен подключают оставшиеся три провода другого термометра сопротивления. Таким образом, двойной термометр сопротивления благодаря резерву позволяет сэкономить время оператору для восстановления работоспособности системы контроля

температуры подшипников. Каждый раз при отказе каждого термометра сопротивления не требуется доступ к картеру.

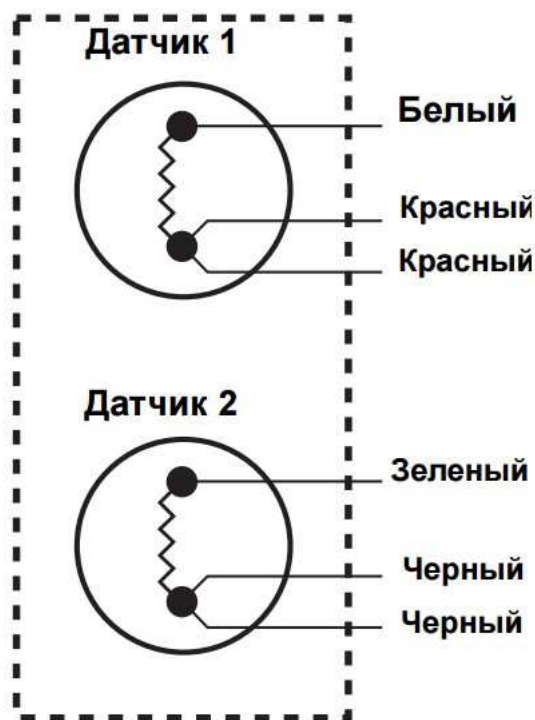


Рисунок 8 – Схема сдвоенного термометра сопротивления с двумя датчиками

По нагрузке на шток цилиндра оператором производится выбор: или срабатывает сигнализация или останов компрессорного агрегата, по умолчанию система управления выбирает останов компрессорного агрегата.

Работа компрессора обеспечивается следующими вспомогательными системами:

- основной смазки;
- лубрикаторной смазки;
- охлаждения;
- регулирования производительности

### 2.2.2 Система основной смазки компрессора

Основное смазочное масло САТ принимается в емкость чистого масла Ем-1.1 (Ем-1.2) через кран с электроприводом № 25-2-1 (№ 25-2-2) из склада масел. На приеме в емкость масло очищается от механических примесей в фильтре Ф-6.1 (Ф-6.2). Перепад давления масла на фильтре, контролируется по показаниям манометров PI49006-10 (PI49009-10), установленных до и после фильтра.

В емкости чистого масла Ем-1.1 (Ем-1.2) предусмотрен контроль:

- температуры масла, 15-40°С, в емкости по прибору TI49006-97 (TI49009-97);

- уровня масла в емкости по прибору LISA49006-98 (LISA49009-98). При снижении уровня масла в емкости до 250 мм срабатывает блокировка LISAL49006-98 (LISAL49009-98) на открытие крана с электроприводом № 25-1.2 (№ 25-2.2) и включение насоса Н-6/1 (Н-6/2) или Н-7/1 (Н-7/2) на складе масел для наполнения емкости. При повышении уровня масла в емкости до 840 мм срабатывает блокировка LISAH49006-98 (LISAH49009-98) на закрытие крана с электроприводом № 25-2-1 (№ 25-2-2) и отключение насоса Н-6/1 (Н-6/2) или Н-7/1 (Н-7/2) на складе масел для прекращения наполнения емкости.

В случае понижения уровня масла в емкости до 200 мм или повышении до 860 мм срабатывает аварийная сигнализация LALL49006-99 (LALL49009-99) или LANH49006-100 (LANH49009-100).

Из емкости масло подается самотеком непосредственно в картер компрессора для его заполнения. Подача масла в картер может производиться как по линии ручного заполнения, так и по линии автоматического заполнения с помощью регулирующего устройства прямого действия LC731-1.1÷6.1 (LC731-1.2÷6.2). При снижении уровня масла до аварийного значения подается дискретный сигнал на срабатывание блокировки lsAll731-1.1÷6.1 (LsAll731-1.2÷6.2) на останов компрессорного агрегата.

Система смазки компрессора в картере – это система с принудительной циркуляцией масла, непрерывно подающая масло под давлением через

специально просверленные каналы на коленвал, шатуны, подшипники и крейцкопфы. Масло из картера подается главным маслонасосом P-731-1.1÷6.1 (P-731-1.2÷6.2), который приводится во вращение непосредственно коленвалом с помощью цепи и звездочки. На приеме насоса установлен сетчатый фильтр с размером ячейки 400 мк.

От главного маслонасоса масло подается через охладитель смазочного масла HTR-731-1.1÷6.1 (HTR-731-1.2÷6.) или минуя его в фильтр масла. Подача масла в охладитель, или минуя его, регулируется термостатическим клапаном TCV731-1.1÷6.1 (TCV731-1.2÷6.2), настроенным на температуру масла 77 °С.

Охлаждение смазочного масла в охладителе HTR-731-1.1÷6.1 (HTR-731-1.2÷6.) производится охлаждающей жидкостью из низкотемпературного контура.

Перед фильтром предусмотрен контроль температуры по прибору TISA731-1.1÷6.1 (TISA731-1.2÷6.2). При повышении температуры масла до 85 °С срабатывает предупредительная сигнализация TISAH731-1.1÷6.1 (TISAH731-1.2÷6.2). При дальнейшем повышении температуры масла до 87,78 °С срабатывает блокировка TISAHN731-1.1÷6.1 (TISAHN731-1.2÷6.2) на останов компрессорного агрегата. Если при пуске компрессора температура масла составляет менее 15,5 °С – выдается запрет пуска компрессора.

В фильтре со сменными картриджами из гофрированного синтетического материала масло проходит очистку от механических примесей и далее подается на смазку частей компрессора.

Перепад давления масла 0,015÷0,04 МПа на фильтре контролируется по показаниям манометров PI-49006-10 (PI-49006-10), установленных до и после фильтра.

После фильтра предусмотрен контроль давления масла подаваемого на смазку по прибору PISA731-1.1÷6.1 (PISA731-1.2÷6.2). При понижении давления масла до 0,276 МПа срабатывает предупредительная сигнализация PISAL731-1.1÷6.1 (PISAL731-1.2÷6.2). При дальнейшем снижении давления масла до 0,241 МПа срабатывает блокировка PISALL731-1.1÷6.1 (PISALL731-

1.2÷6.2) на останов компрессорного агрегата. Если при пуске компрессора давление масла составляет менее 0,0689 МПа – выдается запрет пуска компрессора.

Масло после смазки и охлаждения деталей сливается в картер компрессора.

Для осуществления пуска компрессора предусмотрен блок нагрева масла, который включает в себя насос предпусковой смазки компрессора и нагреватель масла HTS-731-1.1÷6.1 (HTS-731-1.2÷6.2). Блок нагрева работает как в автоматическом, так и в ручном режиме. До включения двигателя компрессора в работу, насос предпусковой смазки в автоматическом режиме работает непрерывно и отключается только при пуске двигателя компрессора. Подогреватель включается в работу только, когда температура масла понижается менее 15,5 °С. После включения двигателя в работу через 15 секунд - насос предпусковой смазки отключается. Если при этом давление масла более 0,0689 МПа –пуск компрессора продолжается.

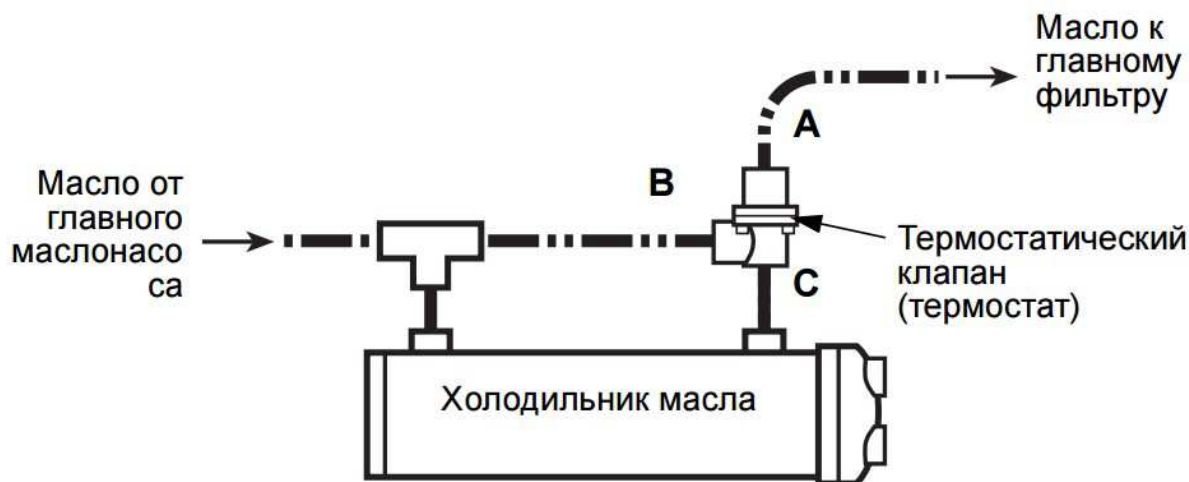
При необходимости ремонта масло из оборудования и трубопроводов сливается по линии заполнения на склад масел.

Компрессорный агрегат имеет термостатические клапаны. Термостатические клапаны должны работать вместе с холодильником для регулирования температуры масла на входе в компрессор.

Термостатический клапан – это трехходовый клапан, в котором имеется термочувствительный элемент. Когда масло нагревается, термочувствительный элемент открывает третий порт клапана.

Имеются две конфигурации установки термостатического клапана: режим отвода и режим смешивания. Ариэль рекомендует установку термостатического клапана в режиме смешивания. В режиме смешивания по мере нагрева масла элемент открывает порт клапана термостата, и масло из холодильника может смешиваться с горячим маслом из байпасной линии. В режиме отвода масло отводится в холодильник, если масло в компрессоре достаточно горячее, чтобы открыть клапан. В режиме отвода контролируется

температура масла, выходящего из компрессора. В режиме смешивания контролируется температура масла, поступающего в компрессор.



Конфигурация (подключение) термостата зависит от его размера и может отличаться от представленной на этой схеме. В режиме смешивания: В - это масло от главного маслососа с Т-образным ответвлением на вход, С - это выход из холодильника и А - это выход к фильтру. Соединения А-В-С промаркированы на клапане.

Рисунок 9 – Термостат масла

### 2.2.3 Система лубрикаторной смазки компрессора

Масло для лубрикаторной смазки компрессора принимается в емкость чистого масла Ел-1.1 (Ел-1.2) через кран с электроприводом № 25-1-1 (№ 25-1-2) из склада масел. На приеме в емкость масло очищается от механических примесей в фильтре Ф-5.1 (Ф-5.2). Предусмотрен контроль перепада давления масла, на фильтре Ф-5.1 (Ф-5.2) по показаниям манометров PI49006-10 (PI49009-10), установленных до и после фильтра.

В емкости лубрикаторного масла Ел-1.1 (Ел-1.2) предусмотрен контроль:

- температуры масла в емкости по прибору TI49006-93 (TI49009-93);
- уровня масла в емкости по прибору LISA49006-94 (LISA49009-94). При снижении уровня масла в емкости до 250 мм срабатывает блокировка LISAL49006-94 (LISAL49009-94) на открытие



крана с электроприводом № 25-1-1 (№ 25-1-2) и включение насоса Н-4/1 (Н-4/2) или Н-5/1 (Н-5/2) на складе масел для наполнения емкости. При повышении уровня масла в емкости до 840 мм срабатывает блокировка LISAH49006-94 (LISAH49009-94) на закрытие крана с электроприводом № 25-1-1 (№ 25-1-2) и отключение насоса Н-4/1 (Н-4/2) или Н-5/1 (Н-5/2) на складе масел для прекращения наполнения емкости. В случае понижения уровня масла в емкости до 200 мм или повышении до 860 мм срабатывает аварийная сигнализация LALL49006-95 (LALL49009-95) или LАНН49006-96 (LАНН49009-96).

Из емкости Ел-1.1 (Ел-1.2) масло подается самотеком непосредственно в лубрикаторные устройства компрессоров. Масло проходит очистку от механических примесей на фильтрах Ф-4-1.1÷6.1 (Ф-4-1.2÷6.2), и подается через коллектор на прием насосов в корпусе лубрикатора. Предусмотрен контроль перепада давления масла на фильтре Ф-4-1.1÷6.1 (Ф-4-1.2÷6.2) по показаниям манометров PI49006-9 (PI49009-9), установленных до и после фильтра.

Лубрикатор имеет собственную емкость LU-741-1.1÷6.1 (LU-741-1.2÷6.2) для смазки своей червячной шестерни и кулачка. Уровень масла в емкости контролируется по уровнемерному стеклу LG742. На случай переполнения емкость лубрикатора защищена линией перелива, слив масла из которой осуществляется в передвижное устройство См-1.1÷6.1 (См-1.2÷6.2).

Далее масло подается через распределительные блоки на смазку цилиндров и сальниковых узлов. С помощью распределительных блоков производится циклическая дозировка масла на смазку, а также осуществляется контроль величины расхода масла.

При отсутствии расхода смазочного масла происходит останов компрессорного агрегата по следующим блокировкам:

- FSALL741-1.1÷6.1 (FSALL741-1.2÷6.2) по расходу смазочного масла в цилиндре кривошипов № 2 и № 4 коленвала компрессора;

- FSALL742-1.1÷6.1 (FSALL742-1.2÷6.2) по расходу смазочного масла в цилиндре кривошипа № 5 коленвала компрессора;
- FSALL743-1.1÷6.1 (FSALL743-1.2÷6.2) по расходу смазочного масла в цилиндре кривошипа № 6 коленвала компрессора;
- FSALL744-1.1÷6.1 (FSALL744-1.2÷6.2) по расходу смазочного масла в цилиндре кривошипов № 1 и № 3 коленвала компрессора.

### **2.3 Патент RU161195U «Программно-аппаратный комплекс управления технологическими процессами на газовом промысле»**

Полезная модель представляет собой программно-аппаратный комплекс, предназначенный для управления различными механизмами технологического комплекса на газовом промысле. Полезная модель обеспечивает возможность оптимального управления различными процессами технологического комплекса с обеспечением наилучших критериев качества при регулировании.

Известны патенты, в которых описаны способы регулирования процессов на нефтегазовых промыслах с предварительным созданием математических моделей на основе измеряемых данных, например, патент EP №2606402 от 26.06.2013 «Вычислительное устройство и способ для многокомпонентной оптимизации в режиме реального времени» (патентообладатель [CA] MFG TECHNOLOGY NETWORK INC, Кл. МПК G05B 13/04; G05B 19/418), патент США №. №6266619 от 24.07.2001 «Способ и устройство разработки месторождения» (патентообладатель Halliburton Energy Serv Inc [US], кл. МПК E21B 43/00; E21B 43/12; G06F 19/00) и т.д. Данные способы и устройства включают построение математических моделей на основе измеряемых данных работы технологического комплекса и обеспечение дальнейшей регулировки процессов на основе получившейся модели.

Известен патент США №7672825 от 12.01.2010 «Способ для контроля выработки нефти и/или газа в пластах с применением системы управления на

основе обратной связи» (патентообладатель ExxonMobil Res & Eng Co [US], Кл. МПК F17D 1/00; G01F 1/28; G01F 1/74; G01F 1/86; G01F 15/02). Способ заключается в том, что на основе физических параметров углеводородов и других жидкостей в пласте и скважине вычисляется множество математических моделей пласта высокого порядка и/или низкого порядка, математическая модель обновляется итеративно в соответствии с данными, получаемыми с датчиков, так чтобы разница между вычисленными и наблюдаемыми значениями минимизировалась, в течение как минимум одного шага обновления из множества математических моделей выбирается оптимальная математическая модель (или их комбинация), для которой средняя разность между вычисленным значением и зафиксированным значением минимальна, на основании этого реализуется алгоритм оптимального управления.

Недостаток данного технического решения заключается в том, что для большого количества параллельных процессов технологического комплекса необходимость постоянно сравнивать математические модели и выбирать наиболее близкую приводит к существенному увеличению количества операций в системе, а, следовательно, к усложнению процесса регулирования в режиме реального времени.

Известен патент РФ №2461707 от 09.04.2008 «Моделирование переходного режима бурильной колонны в процессе бурения» (патентообладатель Лоджинд Б.В. (NL), кл. МПК E21B 44/00, G05B 19/00). Способ включает следующие стадии: создание конечноразностной модели для моделирования режима работы бурильной компоновки, выполнение моделирования операции бурения с использованием конечноразностной модели, анализ результата моделирования и выборочное модифицирование операции бурения на основании анализа.

Недостаток данного способа заключается в следующем: для построения математической модели с использованием конечноразностных уравнений требуются существенные знания о физике моделируемых процессов, то есть модель невозможно построить только лишь на основе измеряемых

статистических данных. Это усложняет процесс моделирования и регулирования, снижает степень автоматизированности процесса моделирования и, соответственно, управления и увеличивает требования к квалификации персонала на промысле. К тому же данный способ используется для управления режимом работы бурильного оборудования и не предназначен для иных технологических процессов и механизмов комплекса.

Известна система автоматического управления технологическими процессами на газовом промысле (см. патент на изобретение №2344339 от 12.07.2007, кл. МПК F17D 3/00). Система включает датчики для регистрации параметров технологических процессов (давление, расход газа), установленных на входе и выходе установки комплексной подготовки газа (УКПГ), а так же на каждой технологической нитке УКПГ, автоматизированную систему управления технологическими процессами (АСУ ТП), систему исполнительных механизмов, благодаря которым осуществляется регулирование параметров технологической системы. Данная система включает АСУ ТП, обеспечивающую поддержание расхода газа и давления в каждой технологической нитке УКПГ и в целом в УКПГ в пределах заданных значений  $\min$  и  $\max$ . Данное техническое решение выбрано в качестве прототипа.

Система работает следующим образом: в течение заданного интервала времени  $T_{зд}$ , например одного часа, измеряется разность между заданным расходом газа  $F_{зд}$  и фактическим расходом газа УКПГ, и по этим данным осуществляет оптимизацию регулирования технологически комплексом, заключающуюся в выборе шага регулирования давления и текущего расхода газа на выходе УКПГ. Недостаток данного технического решения заключается в отсутствии гибкости процесса регулирования УКПГ, в большой величине ошибки регулирования, т.к. невозможно спрогнозировать значения регулируемых параметров в каждой технологической нити УКПГ, в результате на выходе УКПГ получается большой разброс значений параметров расхода газа и давления. Кроме того, данная автоматическая система управления

применима к регулированию параметров только на УКПГ, и не применима для других механизмов и технологических систем газового промысла.

Технический результат заявляемой полезной модели заключается в обеспечении наилучшего критерия качества при регулировании, т.е. в минимизации ошибки между заданной величиной и измеряемой величиной технологического параметра, в обеспечении более точного и гибкого процесса регулирования. Так же технический результат заключается в упрощении процесса регулирования, в уменьшении количества операций, производимых системой при моделировании и регулировании переходных процессов, в универсальности, то есть в возможности использования данного технического решения для различных механизмов и технологических процессов на газовом промысле.

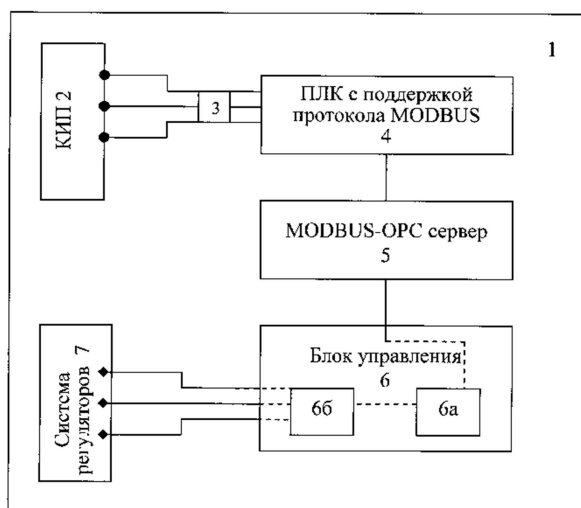
Технический результат достигается за счет того, что программно-аппаратный комплекс управления технологическими процессами на газовом промысле представляет собой автоматизированную систему управления технологическими процессами, включающую установленные на электрощитовом оборудовании последовательно соединенные модуль контрольно-измерительных приборов, первичные и вторичные преобразователи измеряемых технологических параметров, программируемый логический контроллер с поддержкой протокола MODBUS, MODBUS-OPC сервер, блок управления, содержащий модуль моделирования технологических параметров переходных процессов, обеспечивающий моделирование переходных процессов в зависимости от величины изменения положения механизма технологического комплекса в виде полиномов второго и третьего порядка, полученных аппроксимацией сплайнами, а так же модуль моделирования систем автоматического регулирования, базирующийся на использовании моделей переходных процессов технологических параметров в зависимости от величины изменения положения механизма технологического комплекса в виде полиномов второго и третьего порядка, полученных аппроксимацией сплайнами, систему регуляторов, осуществляющую регулирование

технологическими параметрами через исполнительные механизмы технологического комплекса.

Техническое решение в схематичном виде проиллюстрировано на рисунке 10.

Рисунок 10 – техническое решение

Программно-аппаратный комплекс управления технологическими процессами на газовом промысле представляет собой автоматизированную систему управления технологическими процессами, включающую установленные на электрощитовом оборудовании (1) последовательно соединенные модуль контрольно-измерительных приборов (КИП) (2),



первичные и вторичные преобразователи измеряемых технологических параметров (3), программируемый логический контроллер (ПЛК) с поддержкой протокола MODBUS (4), MODBUS-OPC сервер (5), блок управления (6), содержащий модуль моделирования переходных процессов технологических параметров (6а), обеспечивающий моделирование переходных процессов в зависимости от величины изменения положения механизма технологического комплекса в виде полиномов второго и третьего порядка, полученных аппроксимацией сплайнами, а так же модуль моделирования систем автоматического регулирования (6б), базирующийся на использовании моделей переходных процессов технологических параметров в зависимости от

величины изменения положения механизма технологического комплекса в виде полиномов второго и третьего порядка, полученных аппроксимацией сплайнами, систему регуляторов (7), осуществляющую регулирование технологическими параметрами через исполнительные механизмы (ИМ) технологического комплекса.

В качестве электрощитового оборудования (1) может быть использован электрический щит или электрический шкаф. В модуль КИП (2) для различных механизмов газового промысла могут входить различные приборы, например, расходомеры, приборы, измеряющие скорость вращения газотурбинного двигателя для энергетической установки.

Данное техническое решение работает следующим образом. При изменении положения исполнительного механизма в технологической системе инициируется переходный процесс. От датчиков измеряемых технологических параметров, установленных на соответствующих участках УКПГ данные поступают на модуль КИП (2) АСУ ТП, где в режиме реального времени производит измерение технологических параметров переходного процесса. Первичные и вторичные преобразователи технологических параметров (3) преобразуют полученный сигнал, ПЛК (4) по протоколу MODBUS передает преобразованные данные на MODBUS-ОПС сервер (5), который преобразует данные с протокола MODBUS в протокол ОПС, затем данные поступают в блок управления (6), где в модуле моделирования технологических параметров переходных процессов (6а) осуществляется моделирование зависимости изменения технологического параметра от времени на основе аппроксимации сплайнами, полиномами второго и третьего порядка, так что моделирование конечного значения технологического параметра осуществляется с помощью аппроксимации сплайном зависимости длительности переходного процесса от величины изменения положения механизма - полиномом третьей степени, а изменение значения параметра в ходе переходного процесса - полиномом второй степени.

При каждом изменении положения исполнительного механизма (например, крана запорной арматуры для технологической нити УКПГ) инициируется переходный процесс, система датчиков (2) регистрирует данные о переходном процессе, а блок управления (6) на основании зарегистрированных данных осуществляет моделирование переходного процесса. Для каждого изменения положения исполнительного механизма в блоке управления вычисляется аппроксимирующий полином второго порядка. Набор таких полиномов для разных положений исполнительного механизма является моделью зависимости изменения технологического параметра от времени при переходных процессах. Так же для каждого изменения положения исполнительного механизма в блоке управления (6) вычисляется аппроксимирующий полином третьего порядка. Набор таких полиномов для разных положений исполнительного механизма составляет кубический сплайн, являющийся моделью зависимости изменения периода переходного процесса от положения исполнительного механизма.

Далее, после построения математической модели, в модуле моделирования систем автоматического регулирования (6б) блока управления (6) производится расчет коэффициентов ПИД-регулятора для задания управляющего воздействия, которое передается на систему регуляторов (7). От системы регуляторов (7) управляющий сигнал преобразуется в соответствующий протокол данных, и передается на исполнительные механизмы технологического комплекса для осуществления регулирования. Таким образом, система может решать разнообразные задачи, например, после подбора коэффициентов ПИД-регулятора на основании данной модели система может поддерживать заданное значение расхода газа путем вычисления такого положения входного крана, чтобы обеспечить наилучшие критерии качества системы регулирования (то есть минимизировать ошибку между прогнозируемой и реальной величиной заданного технологического параметра).

Особенностью данного технического решения является то, что для осуществления в блоке управления (6) моделирования переходного процесса



полиномами второго и третьего порядка на каждом шаге изменения положения ИМ требуются данные всего о трех точках переходного процесса: значения параметра в начале переходного процесса ( $t_1, p_1$ ), в середине периода переходного процесса ( $t_2, p_2$ ), при завершении переходного процесса ( $t_3, p_3$ ). То есть для создания такой модели требуется минимальный массив измеряемых данных, это является актуальным для технологических комплексов с большим числом регулируемых процессов.

В самом деле, эти три точки переходного процесса могут быть получены в результате измерения всего четырех параметров переходного процесса: 1. длительности чистой задержки (времени, прошедшего с момента изменения положения ИМ до момента начала изменения технологического параметра); 2. длительности переходного процесса при текущем изменении положения ИМ без учета чистой задержки; 3. разницы значений технологического параметра до переходного процесса и после; 4. значения технологического параметра в середине периода переходного процесса, на основе которого вычисляется коэффициент нелинейности, характеризующий во сколько раз значение технологического параметра в середине периода переходного процесса отличается от среднего значения между начальным и конечным значениями (фактически, коэффициент отражает вогнутость/выгнутость параболы, моделирующий переходный процесс на данном интервале значений).

Таким образом, для данного программно-аппаратного комплекса достаточно небольшого массива измеряемых данных, чтобы смоделировать переходный процесс, к тому же, не требуется знаний о физике переходного процесса, моделирование осуществляется только на основе измеряемых статистических данных, поэтому данное техническое решение может быть использовано для управления различными механизмами технологического комплекса газового промысла. Например, данное техническое решение позволяет управлять расходом газа в трубопроводах УКПГ и расходом газа газотурбинных установок энергетического комплекса, то есть различными по

своей сути технологическим процессами, при этом управление осуществляется централизованно.

Кроме того, программно-аппаратный комплекс обеспечивает гибкость и точность управления, так как позволяет спрогнозировать изменение технологических параметров на каждом шлейфе УКПГ. За счет этого достигается наилучший критерий качества при регулировании, т.е. минимизируется ошибка между заданной и реально измеренной величиной технологического параметра.

Патентный поиск показал, что данное техническое решение является новым, не известным из предыдущего уровня техники. Кроме того, данное техническое решение является промышленно применимым. При этом, данное техническое решение не является математической моделью или алгоритмом как таковым, а является устройством, реализующим механизм управления технологической системой оптимальным образом, обеспечивая при этом наилучшие критерии качества регулирования

## **Выводы**

Во второй главе рассмотрели конкретный технологический процесс, происходящий на газокompрессорной станции. Разобрались и проанализировали систему технологического процесса, который используется на данный момент. Выявили обширное количество контрольно-измерительного оборудования, а также установили основное технологическое оборудование, контроль которого происходит на данного производственном участке. Также в данной главе рассмотрен самый новый патенты из сферы автоматизированного контроля функционирования технических средств, внедрение которого приведет к повышению точности диагностирования текущих состояний первичных датчиков и исполнительных механизмов. Но так как данные решения только проходят испытания на практике, мы не будем их

рассматривать как возможные пути модернизации заданной автоматизированной системы.

### **3 Автоматизация технологических процессов**

Проанализировав автоматизированную систему управления на Ванкорском производственном участке можно выявить три основных уровня системы автоматизации:

Нижний уровень:

- Первичные датчики технологических параметров
- Исполнительные механизмы.

Средний уровень:

- Программно-аппаратные модули управления узлов и агрегатов на базе программируемых логических контроллеров.

К верхнему уровню системы автоматизации относятся центральный контроллер ГКС ВД и автоматизированное рабочее место оператора.

Верхний уровень:

- Центральный контроллер ГКС ВД;
- Автоматизированное рабочее место оператора;

Вся информация о ходе технологического процесса ГКС ВД передается по оптоволокну канала связи в местный диспетчерский пункт(МДП) площадки ЦПС.

Очевидно, что из данных трех уровней, средний уровень отвечает за контроль функционирования технических средств систем управления технологическими процессами НГК.

Контроллеры должны обеспечивать:

- Сбор информации от датчиков, исполнительных механизмов и узлов управления, установленных по месту;
- Обработку и передачу информации о состоянии объектов на верхний уровень системы автоматизации (центральный контроллер ГКС ВД);
- Прием информации с верхнего уровня системы автоматизации и формирование управляющих воздействий на исполнительные механизмы и узлы направления.

Из анализа системы автоматизации также был выявлен производитель контролеров, на базе которых используются решения на ГКС. Это контроллеры компании Allen Bradley.

Далее будет рассмотрен полный процесс автоматизации и основные органы, регулирующие его.

### **3.1 Автоматизация техпроцесса**

В данной части рассмотрены основные решения по структуре управления и объемам автоматизации при решении задач контроля, защиты, сигнализации и управления основными и вспомогательными технологическими процессами газокompрессорной станции высокого давления(ГКС ВД).

Оборудование автоматизированной системы технологических процессов (АСУ ТП), программное и информационное обеспечение ГКС ВД не входят в объем настоящего проекта.

Система автоматизации ГКС ВД является локальной, которая интегрируется в систему АСУ ТП месторождения по информационным функциям, функциям управления, регулирования.

Основные принципиальные решения по объемам автоматизации и КИП приняты в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

Далее рассмотрим систему автоматизированного контроля.

#### **3.1.1 Структура оперативного управления объектом**

Система автоматизации газокompрессорной станции высокого давления(ГКС ВД) имеет трехуровневую структуру: нижний, средний и верхний уровень.

К нижнему уровню системы автоматизации относятся:

- Первичные датчики технологических параметров

- Исполнительные механизмы.

К среднему уровню системы автоматизации относятся программно-аппаратные модули управления узлов и агрегатов на базе программируемых логических контроллеров.

Контроллеры должны обеспечивать:

- Сбор информации от датчиков, исполнительных механизмов и узлов управления, установленных по месту;
- Обработку и передачу информации о состоянии объектов на верхний уровень системы автоматизации (центральный контроллер ГКС ВД);
- Прием информации с верхнего уровня системы автоматизации и формирование управляющих воздействий на исполнительные механизмы и узлы направления;

К верхнему уровню системы автоматизации относятся центральный контроллер ГКС ВД и автоматизированное рабочее место оператора.

Верхний уровень системы автоматизации обеспечивает:

- Прием информации о состоянии объекта;
- Мониторинг технологического процесса и получение трендов измеряемых технологических параметров;
- Оперативное управление технологическим процессом;
- Архивацию показаний от датчиков и исполнительных механизмов нижнего уровня, действий оператора и команд из ЦДП.

Вся информация о ходе технологического процесса ГКС ВД передается по волоконнооптическому каналу связи в местный диспетчерский пункт(МДП) площадки ЦПС.

Далее будут рассмотрены средства автоматизации для компрессорного цеха, аппаратов воздушного охлаждения.

### 3.1.2 Компрессорный цех №1

Компрессорный цех состоит из шести газоперекачивающих агрегатов (ГПА) с компрессором Ariel KBB-6 и двигателем G16CM34 компании Caterpillar, поставляемых компанией Exterran.

В комплектную поставку каждого ГПА входят:

- Панель управления компрессором UCP-901;
- Панель управления двигателем UCP-903;
- Контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации.

Компанией Exterran также поставляется главная панель управления компрессорным цехом UCP-902, которая устанавливается в операторной ГКС ВД.

Панели управления компрессорными установками выполнены на базе программируемых логических контроллеров(ПЛК) Allen Bradley. Панель осуществляет постоянный мониторинг входных сигналов и установок для осуществления правильной эксплуатации. Контроллер выполняет местный останов, аварийный останов и функции управления, а также дистанционное и местное управление основным оборудованием и рабочими данными.

Функция записи причины и условия останова дает оператору полную картину параметров системы во время останова.

Панели управления компрессора и двигателя имеют свои собственные, отдельные, контрольные устройства ввода-вывода (дискретные, аналоговые, цифровые).

Все панели управления компрессором и двигателем компрессорного цеха связаны между собой по Ethernet сети.

Информация о работе компрессора и двигателя каждого ГПА передается на главную панель управления UCP-902 по оптоволоконной линии связи.

Главная панель управления включает в себя ПЛК, устройства ввода-вывода для обмена информацией с индивидуальными панелями управления ГПА и цветной монитор.

В состав компрессорного цеха также входят:

- Сепараторы С-1.1 ... С-3.1;
- Емкость лубрикаторного масла Ел-1.1;
- Емкость масла САТ чистого Ем-1.1;
- Емкость дренажная системы охлаждения ЕДа-1.1;
- Емкость дренажная ЕД-1.1;
- Насосы для подачи антифриза На-1.1, На-1.2;
- Насосы Н-3.1, Н-4.1;
- Фильтры на трубопроводах масла и пускового газа.

Данным проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- Местный и дистанционный контроль температуры воздуха внутри КЦ №1;
- Дистанционный контроль (из операторной ГКС ВД) температуры пускового газа коллекторе к ГПА-1.1 ... ГПА-6.1 для вычисления расхода;
- Дистанционный контроль температуры топливного газа в трубопроводах к каждому ГПА-1.1 ... ГПА-6.1 для вычисления расхода;
- Местный контроль давления до и после фильтров Ф-4/1.1 ... Ф-4/6.1, Ф-5.1, Ф-6.1, Ф-3.1 (Ду 80) и Ф-3.1 (Ду 100);
- Местный контроль давления на нагнетании насосов Н-1.1, Н-2.1, На-1.1, На-2.1;
- Дистанционный контроль и сигнализация низкого давления на нагнетании насосов, работающих в автоматическом включении резерва (АВР) - Н-3.1 (Н-4.1);



- дистанционный контроль с местной индикацией давления в общем трубопроводе нагнетания насосов Н-3.1 (Н-4.1);
- дистанционный контроль с местной индикацией давления в общем трубопроводе газа на вход 1-х ступеней компрессоров ГПА-1.1...ГПА-6.1;
- дистанционный контроль с местной индикацией давления в общем трубопроводе газа на закачку в скважины после компрессоров ГПА-1.1...ГПА-6.1;
- дистанционный контроль с местной индикацией давления пускового газа в трубопроводе после регуляторов РК1.1, РК2.1 к ГПА-1.1...ГПА-6.1;
- дистанционный контроль с местной индикацией давления в трубопроводе азота;
- дистанционный контроль абсолютного давления в трубопроводе пускового газа для вычисления расхода пускового газа к ГПА-1.1...ГПА-6.1;
- дистанционный контроль абсолютного давления в трубопроводах топливного газа для вычисления расхода топливного газа к каждому ГПА-1.1...ГПА-6.1;
- дистанционный контроль и местная индикация давления в трубопроводе дренажа водяного конденсата после регулятора РК3.1;
- дистанционный контроль и местная индикация давления в трубопроводе дренажа из скруббера 1-ой ступени после регуляторов РК4.1.1...РК4.6.1;
- дистанционный контроль и местная индикация давления в трубопроводе дренажа из скруббера 2-ой ступени после регуляторов РК5.1.1...РК5.6.1;

- дистанционный контроль и местная индикация давления в трубопроводе дренажа из скруббера 3-ой ступени после регуляторов РК6.1.1...РК6.6.1;
- дистанционный контроль расхода пускового газа в трубопроводе к ГПА-1.1...ГПА-6.1;
- дистанционный контроль расхода топливного газа в трубопроводах к каждому ГПА-1.1...ГПА-6.1;
- дистанционный контроль предельного и аварийного значений загазованности в КЦ №1;
- светозвуковая сигнализация «Загазованность» (предупредительная - 10%НКПР и аварийная - 20%НКПР) внутри и снаружи при входе в КЦ №1;

При достижении аварийного значения загазованности (20%НКПР) предусмотрена блокировка (аварийный стоп КЦ №1).

- светозвуковая сигнализация «Авария» снаружи при входе в КЦ №1;

- кнопочный пост управления «Стоп КЦ №1»

Емкость дренажная антифриза системы охлаждения ЕДа-1.1

- дистанционный контроль текущего уровня и сигнализация нижнего уровня, по нижнему уровню отключается насос На-1.1 (На-2.1);

Емкость дренажная ЕД-1.1

- местный контроль давления в емкости;
- дистанционный контроль текущего уровня и сигнализация верхнего и нижнего уровней,

- по верхнему уровню – включается насос Н-3.1 (Н-4.1),

- по нижнему уровню – отключается насос Н-3.1 (Н-4.1);

Емкость лубрикаторного масла Ел-1.1

- дистанционный контроль с местной индикацией температуры масла в емкости;
- дистанционный контроль текущего уровня и сигнализация верхнего и нижнего уровней.

По нижнему уровню – открывается электроприводная задвижка № 25-1-1 на трубопроводе подачи масла из резервуаров Р-1/5, Р-1/6 (резервуарный парк склада) и включается насос Н-4/1 (Н-5/1) в насосной масла и антифриза.

По верхнему уровню – закрывается электроприводная задвижка № 25-1-1 на трубопроводе подачи масла из резервуаров Р-1/5, Р-1/6 (резервуарный парк склада) и отключается насос Н-4/1 (Н-5/1) в насосной масла и антифриза.

Емкость масла САТ чистого Ем-1.1

- дистанционный контроль с местной индикацией температуры масла в емкости;
- дистанционный контроль текущего уровня и сигнализация верхнего и нижнего уровней,

По нижнему уровню – открывается электроприводная задвижка № 25-2-1 на трубопроводе подачи масла из резервуаров Р-1/1...Р-1/4 (резервуарный парк склада) и включается насос Н-6/1 (Н-7/1) в насосной масла и антифриза.

По верхнему уровню – закрывается электроприводная задвижка № 25-2-1 на трубопроводе подачи масла из резервуаров Р-1/5, Р-1/6 (резервуарный парк склада) и отключается насос Н-6/1 (Н-7/1) в насосной масла и антифриза.

Средства автоматизации (фирмы «Емерсон»), устанавливаемые на всех емкостях, заказаны в комплекте с емкостями.

Сепараторы С-1.1 (С-2.1, С-3.1)

- местный контроль давления в сепараторе;
- местный контроль температуры в сепараторе;
- дистанционный контроль давления в сепараторе;
- дистанционный контроль перепада давления на фильтрах сепаратора;

- сигнализация предельных уровней в сепараторе;
- управление сбросным клапаном по предельным уровням в сепараторе.

Краны с электроприводом №№ 21-1-1, 22-1-1, 23-1-1 на трубопроводе азота управляются в местном и дистанционном (из операторной ГКС ВД) режиме.

Кран с электроприводом № 20-1 на трубопроводе сброса пускового газа управляются в местном, дистанционном (из операторной ГКС ВД) и автоматическом режиме. При аварии в КЦ №1 – автоматически открывается.

Для контроля содержания кислорода в оборудовании и трубопроводах после продувки предусмотрен переносной газоанализатор ( $O_2$ ).

Данным рабочим проектом предусматривается также контроль работы и сигнализация положения электроприводных насосов, кранов и задвижек.

Управление и контроль работы КЦ №1 осуществляется от шкафа контроллера КЦ №1 с передачей данных в операторную газокompрессорной станции высокого давления (ГКС ВД) на шкаф контроллера ГКС ВД.

Шкаф контроллера КЦ №1 и пусковая электроаппаратура кранов, задвижек, насосов масла, антифриза и жидкости расположены в электрощитовой КЦ №1.

Все средства автоматизации, устанавливаемые на каждом ГПА поставляются комплектно компанией Exterran и выполняют функции измерения, контроля и управления технологическими параметрами и функции защит.

### **3.1.3 АВО газа КЦ №1**

В состав установки АВО технологического газа КЦ №1 входят:

- аппараты воздушного охлаждения технологического газа 1-й ступени – 6 шт.;

- аппараты воздушного охлаждения технологического газа 2-й ступени – 6 шт.;

- аппараты воздушного охлаждения технологического газа 3-й ступени - 6 шт.

Все установки АВО газа поставляются компанией Exterran в комплекте с контрольно- измерительными приборами и средствами автоматизации.

Управление и контроль за работой АВО газа каждой ступени осуществляется от панели управления компрессором UCP-901 соответствующего ГПА с последующей передачей информации на главную панель управления UCP-902 и шкаф контроллера ГКС ВД, установленных в операторной.

#### **3.1.4 АВО антифриза КЦ №1**

В состав установки АВО антифриза КЦ №1 входят:

- аппараты воздушного охлаждения высокотемпературного контура системы охлаждения масла САТ – 6 шт.;

- аппараты воздушного охлаждения низкотемпературного контура системы охлаждения масла САТ – 6 шт.;

- расширительные баки низкотемпературного контура – 6 шт.;

- расширительные баки высокотемпературного контура – 6 шт.

Все установки АВО антифриза поставляются компанией Exterran в комплекте с контрольно- измерительными приборами и средствами автоматизации.

Управление и контроль за работой АВО антифриза осуществляется от панели управления компрессором UCP-901 соответствующего ГПА с последующей передачей информации на главную панель управления UCP-902 и шкаф контроллера ГКС ВД, установленных в операторной.

### 3.1.5 Система управления и КИПиА

Приборы КИПиА должны позволять хранение при температуре до минус 25°C.

Панель управления на базе ПЛК (программируемого логического контроллера) установлена в атмосферостойкий корпус размерами, с навесной передней дверью. Корпус установлен на автономном основании. Контроллер осуществляет местный останов и функции управления, а так же возможностью удаленного пуска/останова/загрузки. Дистанционная коммуникация включена.

Контроллер представляет собой систему мониторинга, управления и сбора данных на базе ПЛК, спроектированную специально для поршневых компрессоров с приводом от газопоршневых двигателей. Панель осуществляет постоянный мониторинг входных сигналов и уставок для осуществления правильной эксплуатации. При возникновении ситуации выхода величины за пределы, панель выводит показания буквенно-цифровых критических данных агрегата или информацию о сбоях, приведших к останову. Помимо выполнения функций останова и управления, панель может осуществлять дистанционное и местное управление основным оборудованием и рабочими данными. Функция записи причины и условия останова дает оператору полную картину параметров системы во время останова.

Класс "А" отключение или предшествующий сигнал – включено все время.

Класс "В" отключение или предшествующий сигнал – байпас во время пуска на 60 сек. (низкое давление масла и отсутствие расхода).

Класс "С" отключение или предшествующий сигнал – байпас до первого снятия сигнала.

В панель входит:

Цифровые входные сигналы останова класса В:

- Низкий уровень охлаждающей жидкости
- Отсутствие потока на лубрикаторе

- Сигналы останова панели двигателя
- Низкое давление масла на двигателе
- Высокая температура охлаждающей жидкости
- Высокое давление масла на двигателе
- Высокая температура в коллекторе

Аналоговые входные сигналы останова класса В

- Низкое давление масла в компрессоре
- Низкое давление на всасывании первая ступень
- Низкое давление на нагнетании – каждая ступень.

Аналоговые входные сигналы останова класса С

- Низкое давление на всасывании – первая ступень
- Низкое давление на нагнетании – каждая ступень

Цифровые входные сигналы останова класса А:

- Вибрация двигателя
- Вибрация компрессора
- Вибрация холодильника
- Высокий уровень жидкости в скруббере – каждый скруббер
- Низкий уровень масла в двигателе
- Низкий уровень масла в компрессоре –
- Низкий уровень воды в водяной рубашке двигателя
- Низкий уровень воды во вспомогательном оборудовании

Аналоговые входные сигналы останова класса А

- Высокое давление на всасе – каждой ступени
- Высокое давление на нагнетании – каждой ступени
- Высокая температура на нагнетании – каждого цилиндра

Входные сигналы экстренного останова

- Аварийный останов
- Превышение критической скорости двигателем

Параметры, выводимые на панель

- Давление на всасывании – первой ступени

- Давление нагнетания - каждой ступени (с гасителями пульсаций и изолирующие клапаны поставляются)
- Частота вращения вала двигателя (тахометр)
- Часы наработки
- Температура нагнетания – каждый цилиндр
- «Фиксирование» сбоев (Данная функция сохраняет запись каждого параметра при сбое.)

- Снимки доступны на русском и английском языке

Показывающие приборы, установленные на оборудовании:

- Датчик температуры на всасывании – каждый скруббер
- Датчик давления масла в компрессоре, на входе и выходе фильтра.
- Датчик давления топливного газа
- Датчик перепада давления на фильтре масла двигателя
- Датчик давления воды в водяной рубашке двигателя и турбоагрегата

Корпус панели включает в себя:

- Отдельно стоящая панель с ножками, монтируется вне рамы агрегата.
- Конструкция из нержавеющей стали, соответствующая стандарту NEMA 4 (Национальная ассоциация производителей электрооборудования), включая крепежные изделия, соединительные детали, замки, петли, винты и т.п.

- Доступ к внутренней части панели должен обеспечиваться только через переднюю дверь (двери), установленную на петлях. На двери имеется специальный карман для хранения чертежей и документации к панели.

- В нижней части панели должны располагаться сальники кабеля, устанавливаемые заказчиком. Заказчик должен обеспечить отверстия в днище панели, необходимые для устройства сальниковых кабельных вводов.[13]

### **3.2 Модернизация системы**



Анализ показал, что данные системы контроля уже устарели, так как аппаратная часть данной платформы была выпущена более 5 лет назад. Поскольку аппаратная платформа не изменялась, то и обновления программных продуктов не производилось, в данном случае имеется в виду тот факт, что даже при регулярном обновлении программного обеспечения добавить новые функции аппаратного уровня невозможно.

В связи с чем были предложены варианты обновления аппаратной части, а именно:

- применить новые контроллеры с поддержкой алгоритмов самодиагностики.
- применить твердотельные накопители вместо жестких дисков.

Также, при аппаратном обновлении автоматически необходимо использовать новейшее программное обеспечение, чтобы получить большие улучшения в качестве контроля технических установок.

За последние годы технологии твердотельных накопителей нашли применение в почти всех отраслях, а там, где они еще не применяются, планируются обновления на данные компоненты.

По сравнению с жесткими дисками твердотельные накопители имеют большую скорость считывания/записи, что необходимо при оперативном контроле сложных технологических процессов, особенно на нефте/газо производстве, где повышенные уровни опасности, в связи с работой в тяжелых условиях с опасными реагентами, малейшее промедление при взаимодействии с которыми, может привести к значительным чрезвычайно опасным последствиям, вплоть до экологических катастроф. На устранение которых в дальнейшем потребуются много профилактических работ и больших финансовых вложений.

Другим положительным эффектом от использования данных накопителей будет их надежность. Твердотельные накопители гораздо более износостойкие, если их сравнивать с традиционными жесткими дисками. Их внутренняя структура устроена таким образом, что они никак не реагируют на внешние

источники вибрации. В то время как небольшое вибрационное воздействие на жесткий диск может привести образованию «битых секторов» - местностей, которые становятся непригодными для работы. Это в свою очередь связано с тем, что у жестких дисков считывающая головка располагается в нескольких микрометрах от намагниченных болванок.

Немаловажную роль играет и тот факт, что у твердотельных накопителей отсутствует фрагментация, от которой страдает представитель стандартных дисков. Благодаря этому накопители будут работать на тех же скоростях, вне зависимости от количества перезаписей данных.

Если взять как основу самый быстрый жесткий диск - Seagate Enterprise Performance 15K HDD v6, то его усредненная скорость составит 315Мб/с, и в сравнении с ним возьмем серверный твердотельный накопитель Intel DC СЕРИИ P4600 то его усредненная скорость составляет около 2685Мб/с.

Путем несложных математических вычислений получим, что скорость у твердотельного накопителя почти на порядок превосходит скорость жесткого диска. Это в свою очередь даст большой выигрыш в оперативной регулировании технологических процессов.

Вторым главным путем модернизации будет введение в эксплуатацию современных контроллеров от выше указанной компании Allen Bradley.

Новейшее поколение контроллеров поддерживают систему самодиагностики на аппаратном уровне, благодаря этому уровень контроля поднимется на новую планку, так как регулирующие контроллеры помимо оперативной диагностики датчиков будут диагностировать и свое нынешнее техническое состояние.

В купе с использованием более быстрых систем верхнего уровня автоматизация контроля технических средств технологических процессов будет на радикально другом уровне. При этом всем для операторов изменения будут минимальны, так как программная составляющая будет от тех же разработчиков программного обеспечения, что используется на данный момент. Собственно, как и аппаратное оборудование, в связи с чем отпадет

необходимость изучения новой системы с нуля, так как все основные элементы будут неизменны.

На основе предложенных нововведений составлена структурная схема контроля функционирования технических средств, которую можно посмотреть в приложении А.

Так же во время третьей главы был проведен информационно-патентный поиск, с целью определения разнообразных путей развития систем автоматизированного контроля технических средств программного комплекса. В частности, были рассмотрены новейшие патенты российских инженеров о программируемых логических контроллерах, о программно-аппаратном комплексе управления технологическими процессами на газовом промысле и способ расширения диапазона регулирования АСР без потери устойчивости.

## **Выводы**

В рамках данной главы была проанализирована автоматизация технологических процессов, проходящих на газокompрессорной станции высокого давления. Были выявлены элементы автоматизированной системы. Найдены функциональные приборы ответственные непосредственно за автоматизированным контролем технических средств автоматизированного контроля. Проанализировав которые были найдены пути модернизации данных систем. Благодаря использованию научной литературы были достигнуты точные определения технических составляющих автоматизированной системы[14-30]

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены следующие задачи и получены результаты:

1. Был произведен аналитический обзор литературы и научных статей по существующим способам и соответствующего оборудования для автоматизации технологических процессов на нефтегазовом производстве. Рассмотрены основные методы диагностирования и контроля технологических процессов на нефте/газовых комплексах.
2. Был изучен технологический регламент газокompрессорной станции высокого давления, с целью понимая протекания всех технологических процессов на данном производственном участке.
3. Произведен анализ системы автоматизации данных процессов, определены основные датчики и регулирующие органы, в том числе автоматизированный контроль функционирования технических средств систем управления технологическими процессами.
4. Сделан вывод о нынешнем состоянии системы автоматизированного контроля, проанализированы пути модернизации, проведен научно-патентный обзор существующих решений.
5. Предложены способы повышения оперативности контроля автоматизированных систем, благодаря использованию современных специализированных аппаратных средств.
6. Также было предложено использовать новые алгоритмы в новых аппаратных решениях с целью достижения максимального повышения качества контролирования технологических установок, принимающих участие в регулировании протекания технологических процессов.
7. В целом, считаю поставленные задачи выполненными, а цели достигнутыми.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Миронова И. С., Баширов М. Г., Касимова Э. Ф. Интегральные параметры для оценки технического состояния двигателей электропривода машинных агрегатов нефтегазовых производств //Современные проблемы науки и образования. – 2011. – №. 3.
2. Богданов Е. А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования. – М. :Высш. шк., 2006.
3. Биргер И.А. Техническая диагностика. - М.: Машиностроение, 1978.
4. Стеклов О. И. Техническая диагностика оборудования и сооружений нефтегазового и нефтегазохимического комплексов //Дефектоскопия. – 2006. – №. 4. – С. 113-121.
5. Жильцов В. В., Чувикова В. В. Моделирование интеллектуальной системы технической диагностики нефтегазовых скважин с использованием программы «StatisticaNeuralNetworks» //Всероссийская научно-техническая конференция «Роль механики в создании эффективных материалов, конструкций и машин XXI века»: труды–Омск. – 2006. – С. 20-23.
6. Прахов И. В. Оценка поврежденности насосных агрегатов по значениям параметров гармоник токов и напряжений электропривода //Уфа: УГНТУ. – 2011.
7. Юмагузин У. Ф., Баширов М. Г. Прогнозирование остаточного ресурса оборудования предприятий нефтегазовой отрасли //Фундаментальные исследования. – 2014. – №. 3-2.
8. Баталов С. А. Акустическая система технической диагностики параметров эксплуатируемого нефтегазового месторождения //Контроль. Диагностика. – 2009. – №. 11. – С. 27-33.
9. Баширов М. Г. и др. Диагностика насосного оборудования по параметрам электромагнитной цепи электропривода //Современные наукоемкие технологии. – 2004. – №. 2.

10. Юмагузин У. Ф., Баширов М. Г. Повышение безопасности эксплуатации оборудования нефтегазовой отрасли //Современные проблемы науки и образования. – 2014. – №. 1.
11. Калекин В. С. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования: учеб.пособие //Периодические издания. – 2012.
12. Троицкий В. А., Дядин В. П., Давыдов Е. А. Ультразвуковая диагностика эксплуатационных дефектов в конструкциях нефтегазового комплекса //Автоматическая сварка. – 2010. – №. 9. – С. 45-50.
13. Технологический регламент ЦПС ГКС ВД АО «Ванкорнефть». – 2016г.
14. Автоматизация технологических процессов: учебное пособие / Бородин И.Ф., Судник Ю.А. – Москва, 1986 – 49 с.
15. Автоматизация технологических процессов: учебное пособие / Хомченко В.Г., Федотов А.В. – Омск, 2005 – 81 с.
16. Автоматизация технологических процессов: учебное пособие / Бородин И.Ф., Недилько Н.М. – Москва, 1986 – 184 с.
17. Автоматизация типовых технологических процессов: учебное пособие / Кoryтин А.М., Петров Н.К., Радимов С.Н., Шапарев Н.К. – Москва, 1988 – 234 с.
18. Автоматизированная система управления и информационно – телеметрического обеспечения. Документ Управления Интерфейсами (ICD). 154.12700 – 2011. – 78 с.
19. Автоматизированная система управления технологическим процессом брагоректификации с контуром лингвистического прогнозирования: автореф. дис. / к.т.н. Лунев Р.А. – Москва, 2002 – 47 с.
20. Автоматизированное проектирование технологических процессов механической обработки заготовок на станках с ЧПУ: учебное пособие / Самсонов Ю.И. – Москва, 2000 – 196 с.
21. Автоматическая загрузка технологических машин: справочник / Бляхеров И.С. – Москва, 1990 – 89 с.

22. ГОСТ Р 19.701-90 Схемы алгоритмов, программ данных и систем. – Введ. 01.01.1992. – М.: Стандартинформ, 2012. – 17 с.
23. Программируемые контроллеры. Стандартные языки и приемы прикладного проектирования: учебное пособие / Петров И.В. – Москва, 2004 – 128 с.
24. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие / Ключев А.С., Глазов И.В. – 2-е изд. – Москва, 1990 – 154 с.
25. Проектирование систем автоматического манипулирования миниатюрными изделиями: учебное пособие / Иванов А.А. – Москва, 1981 – 168 с.
26. Разработка методов и средств автоматизированного контроля перемещений, деформаций и скорости внутренней коррозии при эксплуатации объектов транспорта и хранения жидких углеводородов: автореф. дис. / д.т.н. Кузяков О.Н. – Москва, 2003 – 58 с.
27. САПР технологических процессов: учебник / Кондаков А.И. – Москва, 2007 – 102 с.
28. Системы управления химико-технологическими процессами: учебное издание / Беспалов А.В., Харитонов Н.И. – Москва, 2007 – 56 с.
29. Теория автоматического управления: учебное пособие для самостоятельной работы / Гордеев Е.Н., Сергеев Ю.С. – Челябинск, 2012 – 57 с.
30. Основы Автоматики и автоматизации производственных процессов: учебное пособие / Хлытчиев С.М. – Москва, 1985 – 104 с.

## **ПРИЛОЖЕНИЕ А**

к бакалаврской работе

«Автоматизированный контроль функционирования технических средств  
систем управления технологическими процессами НГК»

### **Графические материалы**

- 1) Структурная схема системы контроля технологического процесса (1 лист, формат А2)



Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа  
Кафедра Технологические машины и оборудования нефтегазового  
комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Э.А. Петровский

« 06 » июня 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

направление 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»  
профиль 15.03.02.01 «Проектирование технических и технологических  
комплексов»

**Автоматизированный контроль функционирования технических  
средств систем управления технологическими процессами НГК**

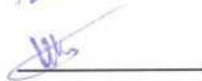
Руководитель



К.Т.Н., доцент

В.С. Тынченко

Выпускник



Д.С. Шеремет

Красноярск 2017